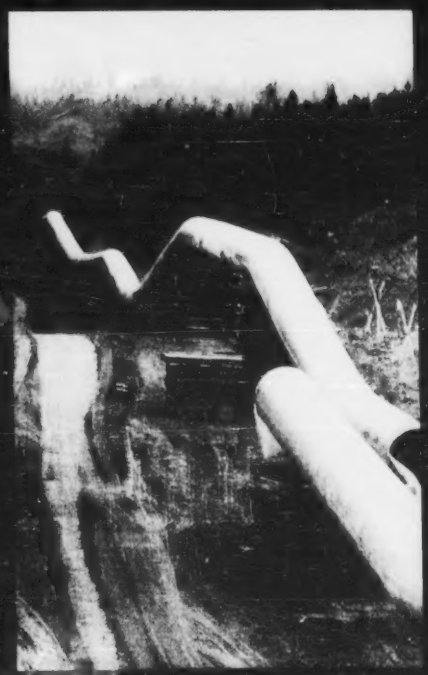
Office national de l'énergie

National Energy Board



# Rapport annuel

## au Parlement

# 2000

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2001
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE1-2000F
ISBN 0-662-85576-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Office national de l'énergie
Bureau des publications
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Internet : http://www.neb.gc.ca

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2001
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE1-2000E
ISBN 0-662-29996-5

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
National Energy Board
Publications Office
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Internet: http://www.neb.gc.ca

Printed in Canada

## Mention de source :

Photos en page couverture - Drilling Bits. ©2001 Louis Bencze/Stone, Digital Imagery© copyright 2001 PhotoDisc, Inc. et de l'Office national de l'énergie

Photos - Digital Imagery© copyright 2001 PhotoDisc, Inc. et de l'Office national de l'énergie

Conception de la couverture : Donna Dunn

Le 17 mars 2001

L'honorable Ralph Goodale, C.P., député
Ministre des Ressources naturelles Canada
580, rue Booth, 21e étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous présenter le Rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'exercice clos le 31 décembre 2000, conformément aux dispositions de l'article 133 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, S.R.C. 1985, ch. N-7.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de ma haute considération.

Le président,

Kenneth W. Vollman

# *Table de matières*


LETTRE DU PRÉSIDENT . . . . . 1

LE CONTEXTE DE FONCTIONNEMENT . . . . . 3

APERÇU DE LA SITUATION ÉNERGÉTIQUE . . . 10

SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT . . . . . 28

EFFICIENCE ÉCONOMIQUE . . . . . 39

PARTICIPATION DU PUBLIC . . . . . 44

UN RICHE BASIN D'EXPÉRIENCE . . . . . 50

SUPPLÉMENTS

**Le mandat de l'Office** . . . . . 54

**Compagnies relevant de la compétence de l'ONÉ** . . . . . 60

**Documents** . . . . . 63

**Instances** . . . . . 66

**Coopération avec d'autres organismes** . . . . . 71

**Liste des annexes** . . . . . 75

**Structure de l'ONÉ** . . . . . 77

## *Nos buts :*

*Les installations réglementées par l'ONÉ sont sécuritaires et perçues comme telles.*

*Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits individuels.*

*Les Canadiens et Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique.*

*L'ONÉ répond aux nouveaux besoins liés à la participation du public.*

101-04241/

# *Lettre du président*

L'histoire, selon moi, révélera que l'année 2000 a été un point tournant dans l'évolution du marché de l'énergie au Canada. La hausse des prix de l'énergie est sans doute un des faits les plus marquants de la période. Face à l'augmentation des coûts de chauffage domestique et de transport, les Canadiens ont centré leur attention sur le secteur énergétique, y compris le rôle que l'Office national de l'énergie y joue en tant que protecteur des intérêts de la population.

Depuis la déréglementation des marchés de l'énergie opérée au milieu des années 1980, les prix du gaz et du pétrole s'étaient généralement maintenus assez bas. Toutefois, la croissance économique soutenue que l'on a connue au cours des sept dernières années a stimulé la demande d'énergie, tandis que la faiblesse des prix freinait la mise en valeur de nouveaux approvisionnements. L'Amérique du Nord a ressenti les contrecoups de cette situation à la fin du millénaire, surtout sur le marché du gaz naturel.

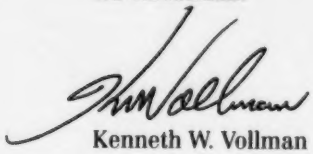
L'Office est conscient que la montée rapide des prix du gaz naturel occasionne de sérieuses difficultés à un grand nombre d'entreprises et de consommateurs au Canada. Par ailleurs, ces prix plus élevés envoient des signaux importants aux producteurs et aux utilisateurs de gaz, incitant les premiers à développer de nouveaux approvisionnements, et les seconds, à utiliser les approvisionnements disponibles le plus efficacement possible. L'Office suit de près les marchés de l'énergie et a publié deux rapports sur le marché du gaz naturel en 2000.

L'Office réglemente les pipelines interprovinciaux et internationaux destinés au transport du pétrole et du gaz naturel. Les nouveaux gazoducs dont l'Office a approuvé la construction dans les dernières années ont grandement accru la capacité du réseau pipelinier en 2000. Les acheteurs autant que les producteurs disposent maintenant d'une souplesse et d'une capacité accrues pour acheminer les approvisionnements en gaz naturel aux utilisateurs ultimes.

La population canadienne s'attend à ce que les pipelines fonctionnent en toute sécurité. Le bilan des dernières années révèle que les pipelines sont très sûrs, surtout lorsque comparés aux autres modes de transport. Du plus, la baisse du nombre d'incidents pipeliniers et le très faible nombre de ruptures prouvent que les pipelines sont de plus en plus sécuritaires. Aux yeux de l'Office, cependant, même une seule rupture est de trop. En incitant les compagnies réglementées à se doter de systèmes de gestion de la sécurité axés sur des buts, l'Office amène l'industrie à prendre en charge son rendement en matière de sécurité, ce qui se traduit par une amélioration continue du rendement général sur le plan de la sécurité.

L'excellence dans le domaine de l'environnement est beaucoup plus difficile à démontrer qu'une bonne performance sur le plan de la sécurité. Nous croyons que, dans l'ensemble, les pipelines de ressort fédéral présentent un bon bilan environnemental. Cependant, nous sommes conscients qu'il faut suivre constamment la protection de l'environnement et l'améliorer à long terme. En 2000, l'Office a préparé le terrain à l'adoption de systèmes de gestion et d'indicateurs de rendement en matière d'environnement qui donneront des résultats concrets dans les années à venir.

Les activités et les résultats dont nous faisons état dans le présent rapport annuel témoignent des progrès manifestes que l'ONÉ a accomplis dans la poursuite des buts qu'il s'est fixés et l'accomplissement de son mandat, qui est de protéger les intérêts de tous les Canadiens.



Kenneth W. Vollman

# *Le contexte de fonctionnement*

L'Office national de l'énergie (ONÉ ou Office) est un tribunal indépendant qui réglemente plusieurs aspects de l'industrie énergétique. Dans l'exercice de son mandat, il doit comprendre à fond l'évolution du contexte dans lequel il exerce son activité. À cet égard, la transformation des marchés de l'énergie ces dernières années et le désir croissant de la population canadienne de participer aux processus décisionnels du gouvernement sont des faits nouveaux qui revêtent une importance toute particulière.

## Prix de l'énergie

Sur les marchés de l'énergie, l'événement le plus marquant de l'année 2000 est sans contredit la montée en flèche des prix du gaz naturel, qui s'est surtout manifestée dans la deuxième moitié de l'année, moment où les prix ont atteint des niveaux sans précédent. Les prix du pétrole sont restés proches de leurs niveaux les plus élevés depuis le conflit irako-koweïtien en 1990, bien qu'il y a eu un léger fléchissement vers la fin de l'année. Par ailleurs, l'évolution des conditions sur le marché de l'électricité a aussi suscité des préoccupations au sujet des prix de l'électricité dans diverses régions canadiennes, et spécialement en Alberta.

La hausse des prix de l'énergie a amené les Canadiens à s'intéresser davantage aux questions relatives à l'énergie, et à s'en préoccuper. Pendant toutes les années 1990, les prix de l'énergie étaient généralement bas et de nombreux Canadiens ont investi dans des entreprises et des processus opérationnels consommant des quantités relativement importantes d'énergie. De plus, notre climat froid et les grandes distances qui séparent les centres de population au Canada font que, pour beaucoup de Canadiens, une forte consommation d'énergie est une réalité de la vie quotidienne. Cependant, la hausse marquée des prix de l'énergie impose un fardeau financier plus lourd aux consommateurs et menace la viabilité d'un certain nombre d'entreprises grandes consommatrices d'énergie.

Pendant que les Canadiens sont confrontés à de fortes augmentations des coûts de l'énergie, le pays jouit d'une meilleure balance commerciale grâce à ses exportations d'énergie. La valeur des exportations canadiennes de gaz naturel, de pétrole brut, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité a plus que doublé en 2000, dépassant les 50 milliards de dollars. Après s'être contentés de rendements inférieurs à la normale pendant plusieurs années, un grand nombre de producteurs de gaz et de pétrole ont réalisé des profits record.

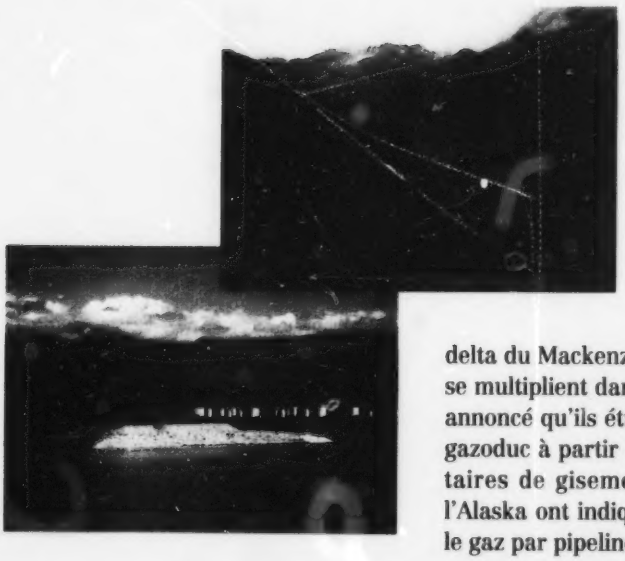
La hausse des prix du pétrole et du gaz naturel incite fortement le secteur producteur de l'industrie à développer de nouveaux approvisionnements. L'industrie a réagi en forant un nombre record de puits de gaz en 2000, et l'on prévoit une autre augmentation marquée des travaux d'exploration en 2001. Les liquidités que rapportent les prix élevés procurent aux compagnies du secteur de production une source de fonds qui leur permet d'intensifier leurs efforts d'exploration.

## Utilisation du gaz naturel dans les Maritimes

En 2000, Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) a construit des canalisations latérales qui permettent d'acheminer le gaz naturel produit par le projet énergétique au large de l'île de Sable jusqu'aux villes de Halifax, de Saint John et de Moncton. Les organismes de réglementation de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick ont accordé des franchises de distribution, ce qui a marqué la naissance du commerce du gaz naturel dans ces provinces. Même si le gaz naturel a coûté plus cher qu'on ne le prévoyait l'an dernier, il offrira une importante solution de rechange au pétrole importé pour les besoins industriels et le chauffage domestique.

## Mise en valeur des ressources dans les régions pionnières

Selon de nombreux analystes de l'industrie, il sera nécessaire de mettre en valeur les ressources des régions pionnières pour répondre à la demande croissante de gaz naturel sur le marché nord-américain. PanCanadian Limited a annoncé la découverte d'un important gisement de gaz naturel dans le champs Panuke au large de la Nouvelle-Écosse, et l'Office a reçu plusieurs demandes en vue du forage de puits de gaz naturel dans les territoires au nord du 60e parallèle.



Le secteur de l'exploration a acquis de nouveaux droits de forage dans la vallée et le delta du Mackenzie, et les programmes de prospection sismique se multiplient dans ces régions. Des groupes de producteurs ont annoncé qu'ils étudient la faisabilité de construire un important gazoduc à partir du delta du Mackenzie, tandis que les propriétaires de gisements de gaz naturel sur le versant Nord de l'Alaska ont indiqué qu'ils examinent la possibilité d'acheminer le gaz par pipeline jusqu'aux marchés plus au sud.

Le sud des Territoires connaît également une intensification des activités d'exploration et de production, suite au succès des travaux d'exploration effectués dans la région de Fort Liard. L'an dernier, la découverte par Chevron Canada Resources d'un des gisements de gaz les plus importants de l'Ouest canadien a été le point culminant des activités d'exploration dans cette région. Trois nouveaux champs gaziers y ont été aménagés et mis en production. Les projets réalisés dans la région se situent à une distance économique du réseau pipelinier existant.

## Environnement et sécurité

La plupart des Canadiens se rendent compte de la nécessite de mettre en valeur de nouveaux approvisionnements énergétiques, mais ils s'attendent de plus en plus à ce que ce développement ne se fasse pas aux dépens de l'environnement, de la sécurité et de la santé humaine.

Les Canadiens qui habitent dans le Nord se préoccupent des répercussions environnementales et socio-économiques que pourraient avoir la réalisation de vastes projets d'exploration et de mise en valeur, ainsi que la construction d'un pipeline important. Pour leur part, les propriétaires fonciers du Sud exigent de plus en plus que les compagnies pipelinières dont les installations traversent leurs terres les traitent équitablement. L'ONÉ se doit de fournir des procédures réglementaires claires et efficaces qui ne retardent pas inutilement le développement de nouveaux projets énergétiques, tout en veillant à bien protéger les droits des propriétaires fonciers et à préserver l'intégrité des écosystèmes.

Au Canada, l'industrie pipelinière jouit d'une excellente cote de sécurité. Il n'y a eu qu'un cas de rupture importante en 2000, et personne n'a été blessé. Les risques qu'imposent les pipelines du point de vue de la sécurité du public sont relativement minimes, surtout lorsqu'on les compare à d'autres modes de transport. Les Canadiens s'attendent néanmoins à ce qu'on les protège contre des risques tels que les explosions de canalisations de gaz ou la défaillance d'un oléoduc.

## Préoccupations du public

Outre qu'ils se préoccupent de l'environnement, de la santé publique et de la sécurité, les Canadiens s'attendent de plus en plus à jouer un rôle dans la prise des décisions qui les touchent. Grâce aux nouvelles technologies, la population a davantage accès à l'information et est plus sensibilisée qu'auparavant aux effets d'un développement accru du secteur énergétique. Les efforts que l'ONÉ déploie pour faire participer le public

à ses activités s'inscrivent dans le cadre d'une initiative lancée à l'échelle du gouvernement pour promouvoir une plus grande participation des citoyens.

## Restructuration de l'industrie pipelinière

L'année 2000 a marqué un changement fondamental dans la structure de l'industrie canadienne du transport du gaz naturel. Le 1er décembre 2000, le réseau d'Alliance Pipeline Ltd. (Alliance), qui transporte du gaz naturel et des LGN depuis le nord-est de la Colombie-Britannique et l'Alberta jusqu'au marché de Chicago, a été mis en service. En même temps, le réseau de Vector Pipeline Ltd. (Vector) a lui aussi commencé ses activités. Ce réseau se raccorde au pipeline d'Alliance et à d'autres pipelines de la région de Chicago et livre du gaz naturel dans le sud de l'Ontario. Ensemble, ces deux réseaux procurent aux producteurs et aux acheteurs de gaz naturel une solution de rechange au réseau de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) qui, auparavant, était le seul moyen d'acheminer du gaz depuis l'Ouest canadien jusqu'aux marchés de l'Est.

En Colombie-Britannique, la concurrence s'avive elle aussi. B.C. Gas Ltd. a construit le projet Southern Crossing, un pipeline de ressort provincial qui peut transporter du gaz naturel albertain jusqu'à la région du Lower Mainland, en passant par le sud de la Colombie-Britannique. Le pipeline procure aux consommateurs de cette région une source de gaz de rechange.

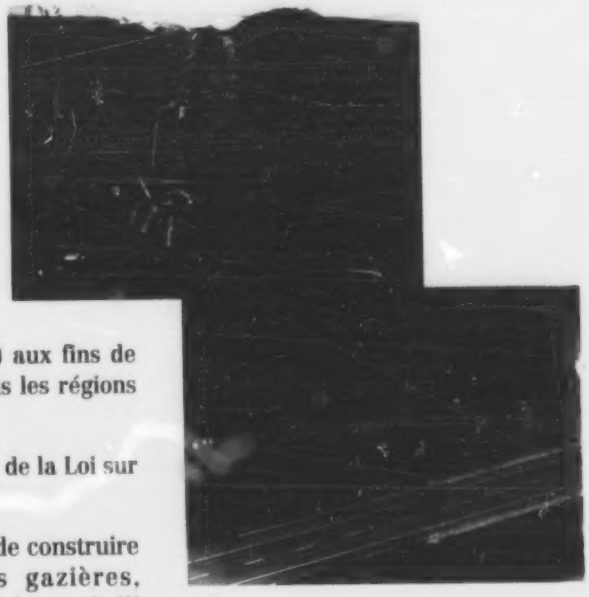
L'avènement de la concurrence dans l'industrie du transport du gaz naturel, ainsi qu'une situation temporaire de surcapacité entraînée par l'accroissement de la capacité pipelinière, ont transformé le contexte dans lequel les compagnies pipelinières avaient l'habitude de fonctionner. Il s'ensuit que l'Office devra peut-être réévaluer le modèle de réglementation traditionnel fondé sur le coût du service et trouver, de concert avec l'industrie, de nouvelles formules pour la réglementation économique des pipelines.

## Faits saillants dans le domaine de la réglementation

En 2000, l'Office n'a pas examiné de demandes portant sur de vastes projets de construction pipelinière, et il a tenu peu d'audiences publiques de longue durée. Cependant, l'Office a eu beaucoup à faire pour ce qui est de surveiller la construction de nouvelles installations pipelinières, en particulier l'achèvement du gazoduc d'Alliance et des latéraux de M&NP menant à Halifax et à Saint John. En outre, l'Office a reçu cette année plus de demandes d'approbation de travaux d'exploration et de mise en valeur sur des

terres au nord du 60e parallèle qu'au cours de toute autre année dans la dernière décennie.

Deux demandes de grande envergure que l'Office comptait recevoir en 2000 portaient sur le projet de gazoduc Millennium et le projet de franchissement du détroit de Georgia. Bien que l'Office avait conclu des ententes avec les organismes compétents aux fins de l'évaluation environnementale des deux projets et tenu des assemblées publiques afin d'expliquer le processus de réglementation aux citoyens intéressés, aucune audience publique n'a eu lieu sur ces projets.



En 2000, l'Office a examiné plus de 597 demandes que des compagnies réglementées ont présentées aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) et 142 demandes soumises aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) aux fins de travaux d'exploration et de production dans les régions pionnières.

Parmi les demandes présentées aux termes de la Loi sur l'ONÉ, se trouvaient :

- 99 requêtes sollicitant l'autorisation de construire et d'exploiter des installations gazières, pétrolières ou électriques, en vertu de la partie III de la Loi sur l'ONÉ;
- 331 demandes de licences et d'ordonnances autorisant l'exportation de gaz, de pétrole brut et d'électricité, en vertu de la partie VI de la Loi sur l'ONÉ;
- 3 demandes de la part de compagnies du «groupe 1» en vue de l'approbation de droits et de tarifs pipeliniers, aux termes de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ.

La plupart des ordonnances rendues par l'Office autorisaient des améliorations courantes à des installations réglementées en place ou des exportations à court terme. En 2000, l'Office a rendu des décisions à l'égard de trois demandes importantes relatives à des installations; celles-ci portaient sur le gazoduc Shiha, le gazoduc North Suffield et le gazoduc Ladyfern.

En janvier 2000, l'Office a approuvé une demande de Shiha Energy Transmission Ltd. en vue de construire et d'exploiter le gazoduc Shiha de 24 km de longueur et 324 mm (12 po) de diamètre, qui s'étendra de la région de Fort Liard, dans les Territoires du Nord-Ouest, jusqu'au nord-est de la Colombie-Britannique. Il s'agissait du

premier pipeline franchissant une limite provinciale/territoriale que l'Office approuvait en quinze ans, et ce projet a signalé la reprise du développement des ressources énergétiques dans le sud des Territoires.

L'Office a approuvé une demande d'AEC Suffield Gas Pipeline Inc. concernant la construction et l'exploitation du gazoduc North Suffield, une canalisation de 97 km de longueur et 406 mm (16 po) de diamètre qui s'étendra du sud-est de l'Alberta au sud-ouest de la Saskatchewan. En décembre, l'Office a approuvé une demande présentée par Ricks Nova Scotia Company en vue de construire et d'exploiter le gazoduc Ladyfern de 12 km de longueur, qui sera situé au nord-est de Fort St. John, en Colombie-Britannique.

En outre, l'Office a tenu des audiences publiques pour étudier des demandes concernant les droits et les tarifs applicables au réseau de TransCanada et à la canalisation principale de M&NP. Il a également entendu une requête de Pipelines Trans-Northern Pipelines Inc. (Trans-Northern) concernant la suspension des services sur son latéral Don Valley.

Dans le cadre de l'audience de TransCanada, l'Office a trouvé que le mécanisme de soumission en place convenait toujours pour l'attribution de la capacité de transport interruptible et de transport garanti à court terme, et il a rejeté la demande de TransCanada voulant qu'il lui accorde le pouvoir discrétionnaire de fixer des prix-plancher pour ces deux services.

Au cours de l'audience de M&NP, l'Office a approuvé les droits définitifs exigibles pour la période du 1er décembre 1999 au 30 septembre 2000. En plus de fixer les besoins en recettes, la base tarifaire et le taux de rendement de la compagnie, l'Office a décidé que toutes les livraisons garanties en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, que ce soit à des points de livraison primaires ou secondaires, devraient bénéficier de la réduction dont M&NP, les deux gouvernements provinciaux et Sable Offshore Energy Incorporated avaient convenu aux termes de l'accord de la Position conjointe sur les droits et les latéraux, signée en 1997.

Au cours de l'instance de Trans-Northern, l'Office a jugé que le coût d'exploitation du latéral Don Valley de 19 km dépassait largement les recettes tirées des services offerts, en raison de la baisse progressive des expéditions sur la canalisation depuis 15 ans. L'Office a donc autorisé Trans-Northern à suspendre les services du latéral.

En décembre 2000, l'ONÉ et l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie ont signé un protocole d'entente qui établissait un cadre de coopération aux fins de l'évaluation des effets environnementaux de projets relevant des deux organismes.

En outre, l'ONÉ a collaboré à la préparation d'une *feuille de route* de la réglementation pour les Territoires du Nord-Ouest, qui se veut un guide des processus de réglementation s'appliquant aux projets d'exploration, de mise en valeur et de production des ressources gazières et pétrolières. Il s'agit du premier d'une série de guides portant sur différentes régions faisant l'objet de revendications territoriales. Le projet a été parrainé conjointement par l'Association canadienne des producteurs pétroliers et le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. Le site Web de l'Office (www.neb.gc.ca) renferme un lien menant au guide.

# *Aperçu de la situation énergétique*

Dans le cadre de ses activités de surveillance, l'Office national de l'énergie informe le public sur les tendances du marché de l'énergie. L'Office a une obligation législative de rendre compte de la situation relative à l'exportation et à l'importation d'énergie; par conséquent, il prépare des rapports sur les événements récents et sur ses prévisions en ce qui a trait au marché de l'énergie au Canada. Ces rapports sont surnommés *Évaluations du marché de l'énergie* (ÉMÉ). Un résumé des ÉMÉ publiées en 2000 se trouve à la partie du présent rapport intitulée Efficience économique.

La fourniture et l'interprétation de l'information concernant le marché de l'énergie aident l'Office à atteindre un de ses buts, qui est de faire en sorte que les Canadiens et les Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique. Cet aperçu fournit un sommaire de l'offre, de la consommation, de la production, des prix et du commerce de l'énergie au cours des cinq dernières années, l'accent étant placé sur les données et activités de 2000[1]. Dans les annexes qui accompagnent le rapport annuel se trouvent des statistiques détaillées sur l'offre et l'utilisation de pétrole brut, de gaz naturel et d'électricité, les activités de l'industrie, les certificats délivrés à l'égard d'installations, et les ordonnances et licences d'exportation, ainsi que des données financières sur les pipelines (voir la liste des annexes dans le Supplément VI).

## L'ÉNERGIE ET L'ÉCONOMIE CANADIENNE

En 2000, l'industrie de l'énergie représentait un peu plus de 6 % du produit intérieur brut (PIB) et elle employait environ 290 000 personnes. Les recettes découlant des exportations d'énergie ont représenté 12 % de toutes les exportations canadiennes, une hausse par rapport à l'année précédente où elles comptaient pour 8 % de celles-ci. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation du prix du pétrole brut et du gaz naturel (c.-à-d. le prix du produit), ainsi qu'à l'accroissement du prix des exportations d'électricité.

Au cours de la période de 1996-2000, la production d'énergie au Canada s'est accrue de 4 %. La production de pétrole (y compris pétrole brut et équivalents, et LGN) et la production de gaz naturel ont chacune augmenté d'environ 9 %, comptant pour 73 % de l'ensemble de la production d'énergie en 2000. Au cours des

1 Les infomations fournies reposent sur des données de 2000, lorsqu'elles sont disponibles. Dans certains cas (par exemple, en ce qui a trait aux réserves), ce sont les données de 1999 qui sont présentées.

dernières années, une croissance soutenue de l'économie nord-américaine a stimulé l'augmentation de la production de gaz naturel et de pétrole.

De façon générale, la production hydroélectrique a également connu une hausse au cours de la période 1996-2000, alors que la production des centrales au charbon et des centrales nucléaires a diminué; on note toutefois que la production d'énergie nucléaire a augmenté quelque peu en 1999 et en 2000 (tableau 1). Les énergies renouvelables et autres combustibles, qui comprennent essentiellement le bois, les déchets de bois et la vapeur, ont augmenté d'environ 11 % et représentaient un peu moins de 4 % de la production d'énergie en 2000.

**TABLEAU 1**
**Production d'énergie par source d'énergie au Canada**
(pétajoules)

| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000[a] |
|---|---|---|---|---|---|
| pétrole | 5 180 | 5 446 | 5 634 | 5 380 | 5 623 |
| gaz naturel | 5 852 | 5 953 | 6 135 | 6 227 | 6 383 |
| hydroélectricité | 1 268 | 1 250 | 1 183 | 1 235 | 1 291 |
| énergie nucléaire | 1 012 | 900 | 780 | 815 | 815 |
| charbon | 1 832 | 1 897 | 1 801 | 1 729 | 1 656 |
| ressources renouvables et autres | 552 | 554 | 569 | 600 | 615 |
| Total | 15 696 | 16 000 | 16 102 | 15 986 | 16 382 |

(a) Estimations

Des estimations préliminaires indiquent que la demande d'énergie au Canada a augmenté d'environ 2,5 % en 2000, après avoir connu une hausse semblable en 1999. Cette croissance dépasse de beaucoup la croissance moyenne annuelle des quatre ou cinq dernières années, qui était d'environ 1 %. La hausse considérable du prix du pétrole et du gaz depuis le début de 1999 a sans doute eu une incidence sur la demande, mais on ne saurait dire dans quelle mesure car la demande est demeurée élevée dans les principaux secteurs de consommation (tableau 2). L'expérience tirée des récents épisodes de hausses importantes des prix de l'énergie laisse supposer que les consommateurs ont besoin de percevoir les changements de prix comme étant permanents avant de réduire de manière importante leur consommation. Certaines mesures de conservation, comme baisser les thermostats et utiliser moins son véhicule, peuvent avoir une incidence immédiate; cependant, il faut compter plusieurs années pour observer des améliorations importantes au chapitre de l'efficacité énergétique.

**TABLEAU 2**
**Consommation d'énergie par utilisation ultime au Canada**
(pétajoules)

| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000[a] |
|---|---|---|---|---|---|
| Chauffage des bâtiments | 1 985 | 1 973 | 1 869 | 1 951 | 2 033 |
| Transports | 2 125 | 2 183 | 2 244 | 2 287 | 2 310 |
| Autres utilisations[b] | 3 479 | 3 493 | 3 428 | 3 515 | 3 637 |
| Utilisation à des fins non énergétiques[c] | 800 | 833 | 777 | 790 | 804 |
| Production d'électricité[d] | 2 189 | 2 142 | 2 129 | 2 145 | 2 174 |
| Total | 10 578 | 10 624 | 10 447 | 10 687 | 10 957 |

(a) Estimations

(b) Comprend l'énergie utilisée pour la climatisation et la ventilation ainsi que diverses utilisations dans le secteur industriel.

(c) Comprend l'énergie utilisée pour les charges d'alimentation pétrochimiques, l'asphalte, les lubrifiants et autres.

(d) Comprend la consommation et les pertes des producteurs ainsi que les besoins au titre de la conversion de l'énergie nucléaire.

Bien que le moment et les incidences régionales puissent varier, il est clair que les entreprises et les consommateurs canadiens font face à un fardeau financier accru en raison de

la hausse des coûts pour le transport de base et pour les combustibles de chauffage. Des renseignements obtenus de Statistique Canada, par exemple, indiquent que les consommateurs payaient environ 36 % de plus pour le gaz naturel à la fin de 2000, comparativement à la fin de 1999.

D'après les données de l'Agence internationale de l'énergie, la consommation d'énergie par habitant au Canada demeure élevée comparativement à celle des autres pays développés. Cependant, malgré la rigueur du climat, notre économie énergivore axée sur les ressources et les grandes distances qui séparent nos centres urbains, la consommation d'énergie par habitant est à peu près la même au Canada qu'aux États-Unis.

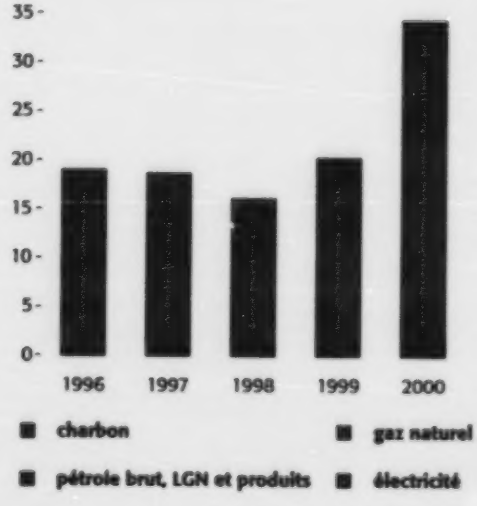
En 2000, les recettes brutes totales liées aux exportations de gaz naturel, de pétrole, d'électricité et de charbon s'élevaient à environ 50 milliards de dollars. L'excédent commercial (exportations moins importations) est passé de 20 milliards en 1999 à 34 milliards (figure 1). Le gaz naturel a contribué pour 55 % à l'excédent commercial (16 milliards de dollars), le pétrole brut, les LGN et les produits pétroliers ont contribué pour 30 % (11 milliards de dollars) et l'électricité, pour 10 %.

## Pétrole brut et liquides de gaz naturel

### Marchés internationaux

Après avoir connu une augmentation marquée en 1999, le prix du pétrole a atteint des niveaux encore plus élevés en 2000. Le prix du brut de référence West Texas Intermediate (WTI) a atteint un sommet de près de 38 $US le baril à l'automne, avant de retomber à environ 27 $US le baril à la fin de l'année. Le WTI s'est situé en moyenne à 30,25 $US le baril pendant l'année, comparativement à 19,25 $US en 1999.

**FIGURE 1**
**Recettes tirées de l'exportation des produits énergétiques**
**(en millions de hectares concédés)**




Face à une demande mondiale croissante pour le pétrole et à la rareté de l'offre, l'OPEP a augmenté sa production quatre fois en 2000. Lorsque le groupe a augmenté sa production la première fois en mars, il a introduit un mécanisme de bande de prix visant à maintenir les prix dans la fourchette de 22 à 28 $US le baril, pour un « panier » de sept pétroles bruts de l'OPEP. Selon ce mécanisme, modifié en juin 2000, si le panier de l'OPEP demeurait au-dessus de la barre des 28 $US le baril durant 20 jours consécutifs, alors la production serait augmentée de 500 000 barils par jour. Si le prix du panier passait sous la barre des 22 $US le baril pendant 10 jours, la production serait réduite de la même quantité.

Suivant ce mécanisme, l'OPEP a augmenté sa production en juin, en septembre et en octobre. Au total, l'OPEP a augmenté sa production de 3,7 millions de barils par jour en 2000, soit 16 %. À la fin de l'année, il était clair que le groupe aurait à freiner sa production pour maintenir les prix dans la fourchette souhaitée.

**FIGURE 2**
**Prix du WTI et Brent**
**($US le baril)**

## Production et remplacement des réserves

En 2000, la production canadienne de pétrole brut et d'équivalents, extrapolée jusqu'à la fin de l'année, s'est chiffrée en moyenne à quelque 345 000 mètres cubes (2,2 millions de barils) par jour, ce qui représente une augmentation de plus de 3 % par rapport à 1999. Cette croissance reflète l'augmentation de la production de bitume et de brut lourd classique de l'Ouest canadien ainsi qu'une augmentation de la production de pétrole léger classique de l'Est du Canada. (tableau 3).

La production à Hibernia, au large de Terre-Neuve, a ajouté environ 23 000 mètres cubes (144 800 barils) par jour de pétrole brut léger classique aux approvisionnements canadiens en 2000, une augmentation de plus de 45 % par rapport à 1999.

Dans l'Ouest canadien, l'offre de pétrole brut et d'équivalents a augmenté d'environ 1 % en 2000. En raison principalement du déclin dans les réservoirs, la production de brut léger classique a enregistré une baisse de près de 4 %. Par ailleurs, la production de brut lourd classique et de bitume a augmenté de 9 et de 7 %, respectivement, notamment à cause de la hausse des prix du pétrole durant le deuxième semestre de 1999 jusqu'en 2000.

L'estimation de l'Office concernant les réserves restantes de pétrole brut classique et de bitume brut à la fin de l'année 1999 (la dernière année pour laquelle des données sont disponibles) est de 27 850 millions de mètres cubes (175 milliards de barils) (tableau 4), ce qui représente quatre fois plus que les estimations de 1998. Cette augmentation substantielle découle de la révision des estimations des réserves de bitume exploitables par des méthodes souterraines ou *in situ*.

**TABLEAU 3**
**Production canadienne de pétrole brut et de liquides de gaz naturel**
**(en milliers de mètres cubes par jour)**

| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000[a] |
|---|---|---|---|---|---|
| léger classique (est) | 3,7 | 2,7 | 13,5 | 17,5 | 23,0 |
| léger classique (ouest) | 136,3 | 132,4 | 126,9 | 113,1 | 108,8 |
| synthétique | 44,1 | 45,5 | 48,2 | 51,5 | 50,1 |
| pentanes plus | 26,4 | 27,3 | 27,5 | 27,2 | 27,2 |
| **Totale - pétrole léger** | **210,5** | **207,9** | **216,1** | **209,3** | **209,1** |
| lourd classique | 82,2 | 89,6 | 86,5 | 83,0 | 90,7 |
| bitume in-situ | 26,1 | 37,6 | 45,7 | 42,1 | 45,1 |
| **Totale lourd** | **108,3** | **127,2** | **132,2** | **125,1** | **135,8** |
| **Totale - pétrole brut et équivalents** | **318,8** | **335,1** | **348,3** | **334,4** | **344,9** |
| liquides et gaz naturel | 91,2 | 93,5 | 96,3 | 101,2 | 110,3 |

(a) Estimations

**TABLEAU 4**
**Réserves établies de pétrole, 31 décembre 1999**

| Pétrole brut classique | Initiales | Restantes |
|---|---|---|
| Colombie-Britannique[a] | 118,8 | 26,4 |
| Alberta[b] | 2 521,6 | 301,7 |
| Saskatchewan[c] | 712,6 | 164,2 |
| Manitoba[d] | 37,4 | 3,8 |
| Ontario[e] | 14,0 | 1,9 |
| T.N.-O. et Yukon : | | |
| Îles Artiques et région extra cotière de l'est de l'Artique[f] | 0,5 | 0,0 |
| Partie continentale des Territoires - Norman Wells | 37,5 | 8,2 |
| Nouvelle-Écosse[d] - Cohasset et Panuke | 7,0 | 0,0 |
| Terre-Neuve[d] - Hibernia et Terra Nova | 205,1 | 195,3 |
| Totale | 3 654,5 | 701,5 |
| **Bitume brut** | | |
| Sables bitumineux - Brut valorisé[g] | 5 590,0 | 5 240,0 |
| Sables bitumineux - Bitume[g] | 22 740,0 | 22 610,0 |
| Totale | 28 330,0 | 27 850,0 |
| Totale - pétrole classique et bitume | 31 984,5 | 28 551,5 |

(a) Base de données commune du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONÉ

(b) Base de données commune de l'Alberta Energy and Utilities Board et de l'ONÉ

(c) Estimation provinciale au 31 décembre 1998, mise à jour par l'ONÉ au 31 décembre 1999

(d) Organismes provinciaux et Offices des hydrocarbures extracôtiers

(e) Association canadienne des producteurs pétroliers

(f) Cessation d'exploitation du champ Bent Horn en 1996

(g) Reflète des changements faits par les provinces.

Note : Les totaux ne correspondent pas toujours à la somme des chiffres à cause de l'arrondissement.

Par le passé, l'Alberta Energy and Utilities Board ne tenait compte que des réserves *in situ* se trouvant dans des secteurs en exploitation active, tandis que maintenant, il reconnaît tous les secteurs susceptibles d'être mis en valeur par des méthodes d'exploitation *in situ*.

Les réserves de pétrole classique au Canada ont augmenté de 8 % en 1999 pour s'établir à 702 millions de mètres cubes (4,4 milliards de barils), grâce à l'ajout des réserves de Terra Nova, au large de Terre-Neuve. Les réserves de toutes les autres régions du Canada ont accusé une baisse, à l'exception de celles de la Colombie-Britannique, qui ont légèrement augmenté. Ces réductions, particulièrement dans l'Ouest du Canada, résultent d'une diminution des activités pétrolières en 1999. Sans les réserves de Terra Nova, les réserves classiques canadiennes auraient diminué de 7 %.

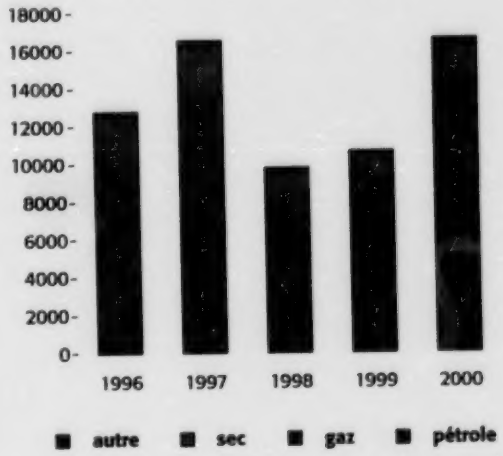
Bien que les réserves établies restantes diminuent chaque année à cause de la production, les nouvelles découvertes, les extensions de gisements existants et la révision des estimations des réserves dans les gisements existants représentent des additions aux réserves établies. Entre 1995 et 1999, de façon cumulative, les additions aux réserves établies de pétrole léger classique et de brut lourd classique ont remplacé la production dans une proportion de 107 %. Cependant, si l'on exclut les réserves de Terra Nova, les additions cumulatives n'auraient remplacé que 83 % de la production cumulative. Pour la troisième fois en cinq ans, y compris en 1999, les additions de 1999 ont plus que remplacé la production de pétrole brut classique.

## Activité de l'industrie

Au total, 16 507 puits ont été forés au Canada en 2000, soit plus que le record établi en 1997 (figure 3) et 55 % de plus qu'en 1999. La remontée du prix du pétrole a constitué un incitatif important pour le forage des puits de pétrole, si bien que le nombre de puits complétés en 2000 a doublé par rapport à 1999. Le prix élevé du gaz et la forte demande ont également fait augmenter le nombre de puits de gaz forés. Les puits de gaz complétés comptent encore pour plus de 60 % des complétions réussies.

L'accroissement des activités de forage peut aussi exacerber les préoccupations concernant l'environnement et l'accès à des terres fragiles, et être une source de conflits entre l'industrie et les propriétaires fonciers.

**FIGURE 3**
**Nombre de puits forés**




Les prix élevés du pétrole et du gaz ont entraîné une concurrence accrue pour les terres, et la superficie visée par les ventes de baux et de licences a totalisé 4,8 millions d'hectares dans l'Ouest canadien; le prix de vente moyen s'établissait à 299 $ l'hectare, soit une hausse de 51 % par rapport à 1999. Les recettes tirées de la vente de terres dans les quatre provinces de l'Ouest canadien ont augmenté de plus de 76 % pour atteindre 1,4 milliard de dollars. La possibilité que l'on construise des pipelines dans le Nord pour desservir les marchés plus au sud a ravivé l'intérêt pour les terres dans les régions de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie. Quant aux droits d'exploration, les soumissionnaires gagnants ont pris des engagements pour une valeur de 500 millions de dollars en 2000 à l'égard de travaux à effectuer dans les années à venir. Cela représente plus du double des engagements pris en 1999.

Le nombre total d'équipes sismiques au travail dans l'Ouest canadien a augmenté de 13 % en 2000. En 1999 et 2000, l'activité sismique s'est concentrée dans le front des contreforts, et dans les parties sud-est, centre et nord-est de l'Alberta. Plus de 65 % des équipes sismiques actives ont travaillé dans ces régions.

## Exportations et importations de pétrole brut

Les exportations totales de pétrole brut, y compris les pentanes plus et le pétrole synthétique, sont estimées à 221 700 mètres cubes (1,4 million de barils) par jour, soit une augmentation de 11 % par rapport à 1999. Le total pour 2000 comprenait environ 94 800 mètres cubes (597 900 barils) par jour de pétrole brut léger et d'équivalents, et approximativement 126 900 mètres cubes (799 500 barils) par jour de pétrole brut lourd mélangé.

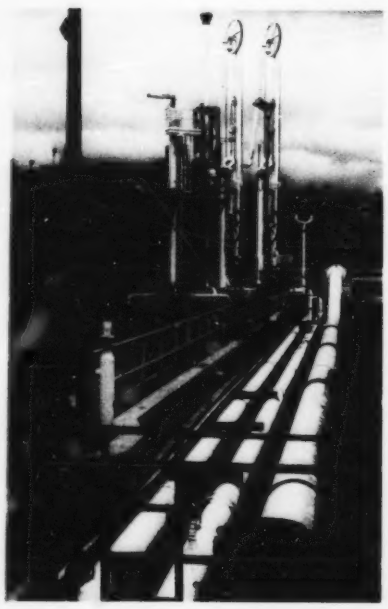
En 2000, la valeur estimative des exportations de pétrole brut était de 19,5 milliards de dollars, comparativement à 11,5 milliards en 1999. Le volume des exportations a augmenté, mais la hausse du prix du pétrole est le facteur qui a contribué le plus à l'accroissement des recettes liées au pétrole ainsi qu'à la valeur des exportations. En 2000, le prix estimatif à l'exportation du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd se situait en moyenne à respectivement 275 $ et à 215 $ le mètre cube (soit 43,65 $ et 34,15 $ le baril), comparativement à 174 et 144 $ le mètre cube (soit 27,60 $ et

**FIGURE 4**
**Prix à l'exportation du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd**
**($/mètres cubes)**

22,85 $ le baril) en 1999. L'élargissement de l'écart de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd vers la fin de l'année reflétait, entre autres, un excédent de pétroles lourds provenant du Moyen-Orient, qui a finalement fait chuter les prix en Amérique du Nord (figure 4).

Le Midwest américain est demeuré le marché d'exportation le plus important du Canada en ce qui a trait au pétrole brut, suivi des États du Montana et de Washington (figure 5).

En 2000, les importations de pétrole brut ont atteint 146 100 mètres cubes (920 400 barils) par jour, représentant près de 53 % des besoins totaux en charges d'alimentation des raffineries au Canada, comparativement à 50 % en 1999. La région de l'Atlantique et le Québec ont importé la plus grande partie du pétrole brut nécessaire pour répondre à leurs besoins. Les raffineurs de l'Ontario ont reçu de l'étranger environ 31 % des charges d'alimentation dont ils avaient besoin, comparativement à 26 % en 1999. Cette hausse reflète l'inversion du sens de l'écoulement de la canalisation n° 9 d'Enbridge Pipelines Inc., de Montréal vers Sarnia, qui a été terminée à la fin de 1999. Au cours du second trimestre de 2000, la canalisation n° 9 a atteint, et maintenu pendant le reste de l'année, une pleine capacité de 38 000 mètres cubes (240 000 barils) par jour. Les autres régions n'ont pas importé de pétrole brut en 2000.



Le pétrole brut en provenance des pays de l'OPEP a représenté 33 % du total des importations, en baisse par rapport à 40 % en 1999. Le brut de la mer du Nord a compté pour 59 % des importations totales, soit une augmentation de 27 %. Cette augmentation résulte directement de l'inversion de la canalisation n° 9, car le brut extracôtier peut maintenant être expédié aux raffineries de Montréal et de Sarnia. Les importations d'autres sources ont compté pour 7 % des importations totales, soit une baisse de 17 % par rapport à 1999.

## Raffinage du pétrole

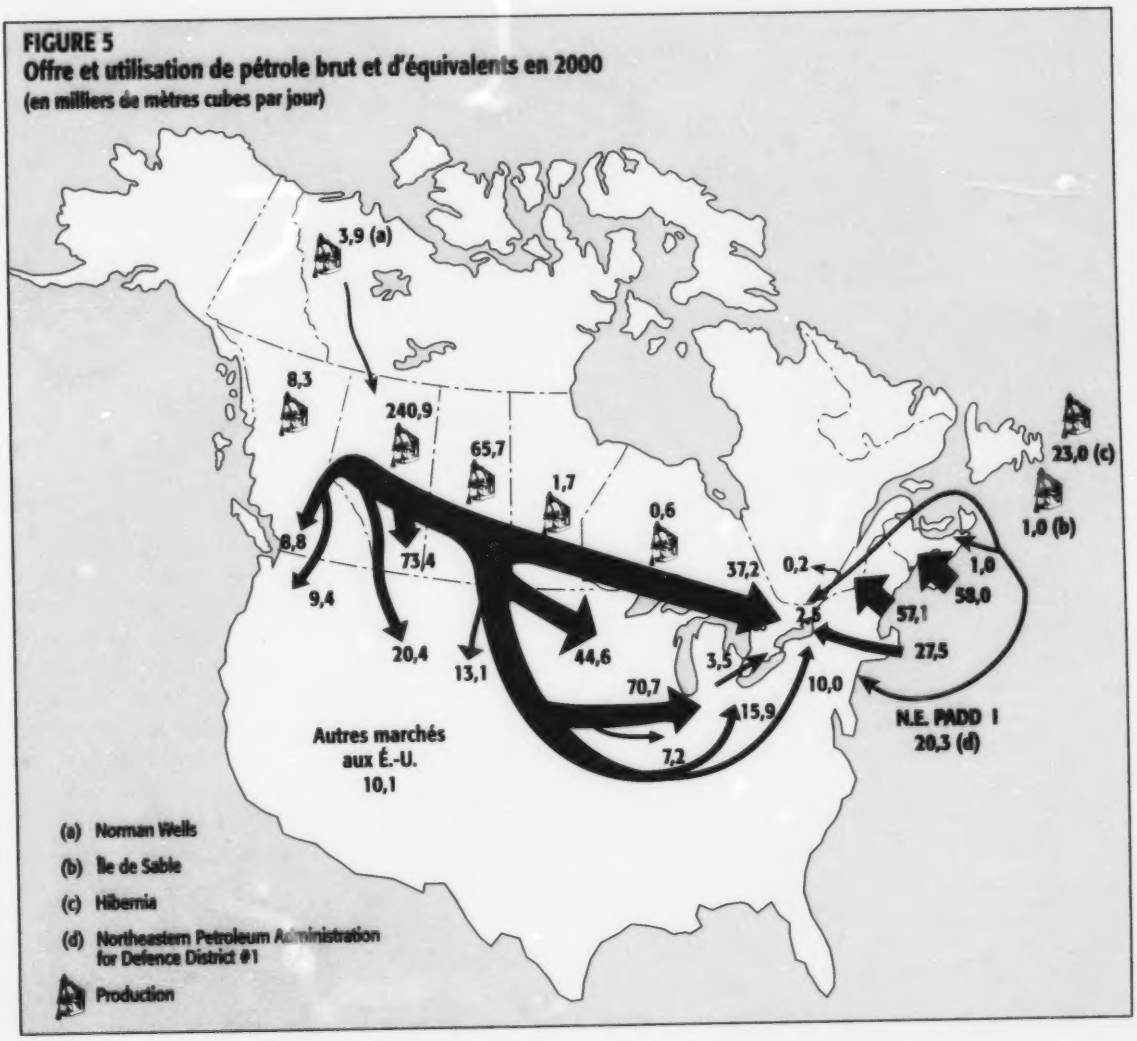
En 2000, la demande de produits pétroliers au Canada s'est établie en moyenne à 251 300 mètres cubes (1,6 million de barils) par jour, une légère augmentation par rapport à l'année précédente. La production des raffineries a augmenté quelque peu, passant à 305 900 mètres cubes (1,9 million de barils) par jour. Les arrivages de pétrole brut canadien aux raffineries ont atteint en moyenne 128 500 mètres cubes (0,8 million de barils) par jour, en baisse de 5 % par rapport à 1999.

## Exportations et importations des principaux produits pétroliers

En 2000, les exportations des principaux produits pétroliers (tels que le mazout lourd, l'essence automobile et le carburéacteur) et de pétrole partiellement traité ont diminué légèrement pour se situer à 39 200 mètres cubes (247 000 barils) par jour. Cette situation traduit une baisse des expéditions de distillats moyens, comme l'essence automobile, le naphta et le kérosène.

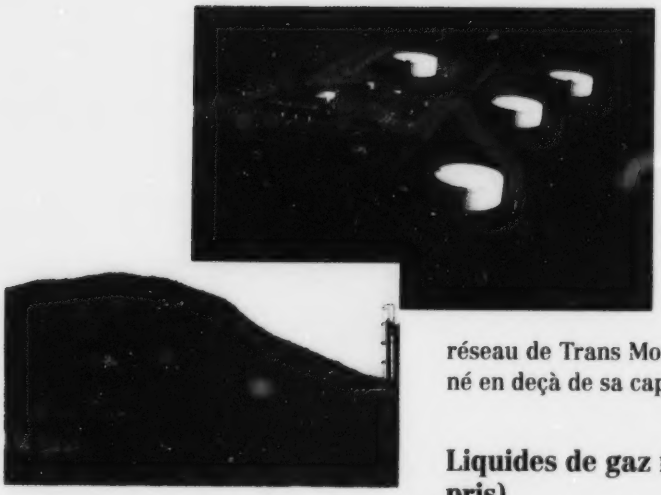
Les recettes estimatives tirées des exportations de produits pétroliers ont été de 3,2 milliards de dollars en 2000, une hausse importante comparativement à 2,0 milliards de dollars en 1999. Cette augmentation des recettes s'explique par la hausse des prix.

**FIGURE 5**
**Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents en 2000**
**(en milliers de mètres cubes par jour)**



Les importations des principaux produits pétroliers ont atteint en moyenne 14 800 mètres cubes (93 240 barils) par jour en 2000, une légère baisse par rapport à 1999. Les importations de distillats moyens et les importations de carburéacteur ont augmenté, contrairement à celles d'essence automobile et de mazout lourd, qui ont accusé une baisse. Cependant, les importations de mazout lourd ont quand même représenté 43 % du total des importations de produits pétroliers principaux.

Les États-Unis sont demeurés le plus gros acheteur de produits pétroliers canadiens, absorbant presque 95 % de la totalité des exportations. La côte Est des États-Unis a constitué encore le plus gros marché, suivie du Midwest. Des exportations ont également été réalisées vers l'Amérique latine et vers l'Europe.



## Capacité des oléoducs

En 2000, le réseau d'Enbridge Pipelines Ltd. a fonctionné à environ 77 % de sa pleine capacité, ce qui correspond à un débit réel moyen de 214 000 mètres cubes (1,3 million de barils) par jour. La canalisation n° 9 a fonctionné à pleine capacité, ou presque, à partir de juin 2000. L'utilisation moyenne de la canalisation n° 9 a été d'environ 84 %. Le réseau de Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. a fonctionné en deçà de sa capacité en 2000.

## Liquides de gaz naturel (pentanes plus non compris)

La production de LGN provenant des usines de traitement et des raffineries en 2000 est estimée à 110 300 mètres cubes (695 000 barils) par jour. La production d'éthane a été de 48 100 mètres cubes (303 000 barils) par jour; celle de propane a été de 34 900 mètres cubes (220 000 barils) par jour, et celle de butanes, de 27 300 mètres cubes (172 000 barils) par jour. La production de propane, de butanes et d'éthane a augmenté de 17 %, de 3 % et de 4 % respectivement. L'augmentation importante de la production d'éthane résulte de la remise en production de l'usine Solex et de la mise en service de l'usine Joffre III vers la fin de l'année.

Les exportations de LGN en 2000 ont été estimées à 33 700 mètres cubes (212 000 barils) par jour, en baisse de moins de 1 % comparativement à 1999. Les exportations d'éthane étaient de 2 200 mètres cubes (14 000 barils) par jour, celles de propane, de 24 900 mètres cubes (157 000 barils), et celles de butanes, de 6 600 mètres cubes

(42 000 barils) par jour. Les exportations d'éthane ont augmenté de 7 % par rapport aux niveaux de 1999, alors que les exportations de propane et de butanes ont diminué de moins de 1 % et de 6 %, respectivement.

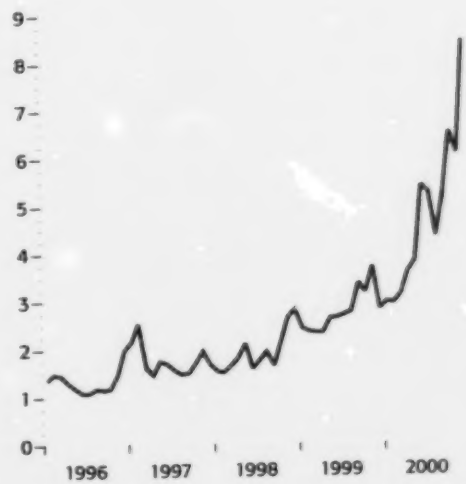
Le Midwest américain est demeuré le marché le plus important du Canada pour la vente de propane et de butanes, absorbant 64 % du volume total des exportations. Des volumes moindres ont été livrés aux marchés des côtes Est et Ouest des États-Unis.

En 2000, la valeur estimative des exportations de LGN a été de 2,5 milliards de dollars, contre 1,5 milliard en 1999. Bien que les volumes d'exportation aient diminué en 2000, la hausse des prix a contribué à l'augmentation des recettes.

## GAZ NATUREL

Les prix du gaz naturel ont atteint des niveaux records en 2000, car la croissance de la demande a surpassé la croissance de l'offre. Les prix ont augmenté progressivement tout au long de l'année et, à la fin de l'année, ils avaient quadruplé par rapport à 1999. Les producteurs canadiens ont réagi en augmentant considérablement les investissements dans l'achat de terres et le forage de puits de gaz dans les régions classiques du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Des projets de développement dans les Territoires du Nord-Ouest et sur la côte Est ont également amené deux nouvelles sources d'approvisionnement. Trois puits très productifs forés dans la région de Fort Liard des Territoires du Nord-Ouest sont entrés en production au cours de la dernière partie de 2000, et on a découvert du gaz dans les horizons profonds de la zone Panuke, au large de la Nouvelle-Écosse. En outre, la production à l'île de Sable a été portée à sa capacité nominale en 2000.

FIGURE 6
**Prix du gaz AECO/TTN (en Alberta)**
($/gigajoule)




### Marchés canadiens du gaz naturel

On estime que les ventes canadiennes de gaz naturel ont progressé de 4,5 % en 2000, après avoir augmenté de 3,6 % en 1999. Cette croissance était répartie dans les trois secteurs, résidentiel, commercial et industriel. La consommation de gaz aux fins de la production d'électricité a également augmenté.

Pour ce qui concerne le gaz naturel, la hausse soudaine du prix du produit (figure 6) a constitué un fardeau financier pour de nombreux consommateurs canadiens. En réaction à cette situation, le gouvernement fédéral et certaines provinces ont mis en place des programmes pour compenser partiellement l'incidence des prix plus élevés.

Les efforts en vue d'offrir plus d'options au chapitre de l'approvisionnement et d'accroître la fiabilité de l'approvisionnement ont donné lieu à la construction d'un certain nombre de nouveaux pipelines. En 2000, les Maritimes ont eu accès pour la première fois au gaz naturel. Le projet gazier de l'île de Sable, qui est entré en production à la fin de 1999, a d'abord approvisionné les marchés du Nord-Est des États-Unis. Cependant, un certain nombre de latéraux construits l'an dernier permettront d'exploiter les marchés du gaz naturel du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse.

## Production et remplacement des réserves

La production canadienne de gaz naturel a totalisé 174,5 milliards de mètres cubes (6,2 billions de pieds cubes [$10^{12}$pi$^3$]) en 2000, soit environ 2 % de plus qu'en 1999; l'augmentation tient surtout au fait que l'île de Sable en était à sa première année complète de production. En 2000, l'Alberta a produit 81 % du volume total, la Colombie-Britannique en a produit 12 %, la Saskatchewan 4 %, et la Nouvelle-Écosse 2 %, le reste de la production provenant de l'Ontario et des Territoires du Nord-Ouest.

En 2000, le nombre de puits de gaz complétés a augmenté de 41 % par rapport à 1999. Les activités de forage ont augmenté dans la majeure partie du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, l'augmentation la plus importante se situant dans le sud-est de l'Alberta et dans le sud-ouest de la Saskatchewan, où les puits ont tendance à être peu profonds et peuvent être mis en production rapidement. Les puits peu profonds représentent environ 70 % de tous les puits de gaz complétés dans l'Ouest canadien.

**TABLEAU 5**
**Extimation des réserves établies de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 2000**
**(en milliards de mètres cubes)**

| | Initiales | Restantes |
|---|---|---|
| Colombie-Britannique[a] | 604,8 | 236,7 |
| Alberta[b] | 3 919,3 | 1 207,2 |
| Saskatchewan[c] | 192,4 | 70,3 |
| Ontario[d] | 44,1 | 12,0 |
| T.N.-O. et Yukon | 28,2 | 17,7 |
| Nouvelle-Écosse - Sable | 85,0 | 85,0 |
| **Total** | **4 873,8** | **1 628,9** |

(a) Base de données commune du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONÉ

(b) Base de données commune de l'Alberta Energy and Utilities Board et de l'ONÉ

(c) Estimation provinciale au 31 décembre 1998, mise à jour par l'ONÉ au 31 décembre 1999

(d) Association canadienne des producteurs pétroliers

L'Office estime qu'à la fin de 1999, il restait 1 629 milliards de mètres cubes (58 $10^{12}$pi$^3$) de réserves établies de gaz naturel commercialisable. Ce chiffre comprend les réserves au large de la côte Est où la production a commencé à la fin de l'année 1999 et les nouvelles découvertes dans la région de Liard des Territoires du Nord-Ouest (tableau 5). Le volume des réserves établies restantes a fléchi de 1 % par rapport à 1998 étant donné que la production a dépassé les additions aux réserves.

De 1995 à 1999, les additions cumulatives aux réserves de gaz commercialisable, y compris les réserves de la Nouvelle-Écosse et de la région de Liard, ont remplacé 77 % de la production totale pendant cette même période. Sans les réserves de la Nouvelle-Écosse et de Liard, le remplacement serait de 65 %. En 1999, les additions étaient les deuxièmes en importance pour les dernières années, situation qui est attribuable à l'intensification des

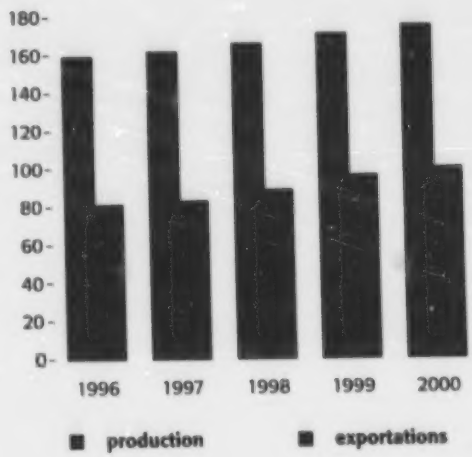
forages. Grâce à de nouvelles découvertes et à un moins grand nombre de révisions à la baisse des estimations concernant les gisements de gaz existants par rapport aux années précédentes, le remplacement équivaut à 152 milliards de mètres cubes (5,4 $10^{12}$pi³) de gaz naturel, soit 89 % de la production en 1999.

## Exportations et importations de gaz naturel

En 2000, les exportations canadiennes de gaz ont atteint un total record de 100 milliards de mètres cubes (3,5 $10^{12}$pi³), soit une hausse de près de 4 % par rapport à 1999 et de presque 23 % par rapport à 1995. Les exportations en 2000 ont représenté environ 57 % de la production canadienne totale (figure 7).

En 2000, les ventes à l'exportation se répartissaient comme suit : 37 % au Midwest; 28 % au Nord-Est; 19 % à la Californie; 14 % à la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique et 1 % à la région des Rocheuses. Le volume des exportations à tous les marchés, excepté le Nord-Est, est comparable à celui de 1999. L'augmentation des exportations est principalement imputable au marché du Nord-Est, et reflète les volumes de gaz transportés par M&NP depuis l'île de Sable.

**FIGURE 7**
**Production et exportations canadiennes de gaz naturel**
**(en milliards de mètres cubes)**




La proportion du gaz naturel canadien exporté en vertu d'ordonnances à court terme (d'une durée de moins de deux ans) a augmenté au cours des dix dernières années, mais s'est stabilisée à environ 73 % en 1999 et en 2000. Les importations de gaz naturel vers le Canada sont relativement peu importantes, et ont atteint environ 2,2 milliards de mètres cubes (0,08 $10^{12}$pi³) en 2000.

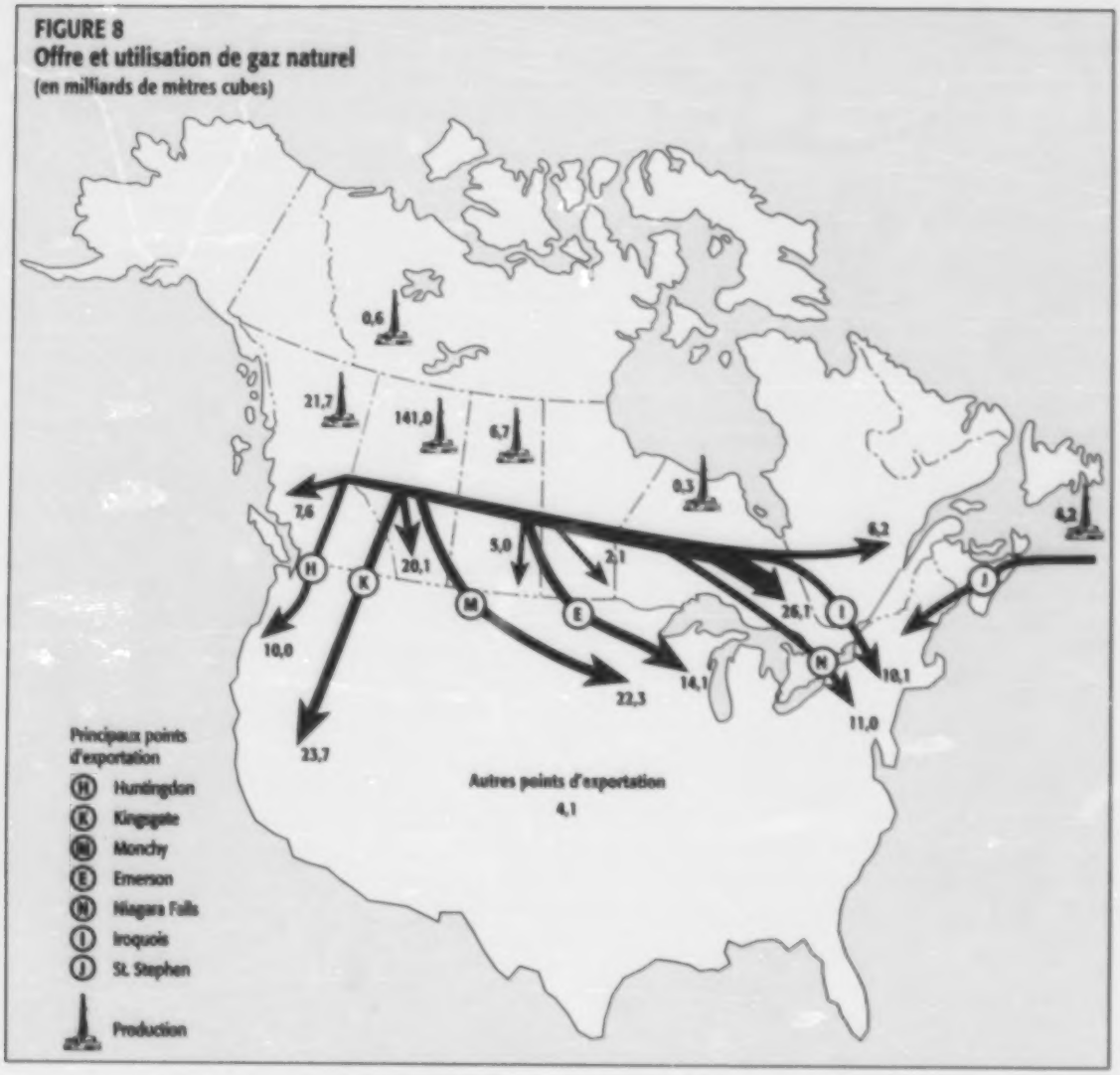
L'augmentation marquée du prix du gaz naturel en Amérique du Nord se reflète dans le prix des exportations. Le prix moyen des exportations canadiennes de gaz naturel à la frontière internationale en 2000 a augmenté d'environ 68 %, pour grimper à 5,20 $ le gigajoule (GJ), comparativement à 3,10 $ le GJ en 1999.

L'accroissement des volumes exportés et la hausse des prix du gaz canadien se sont traduits par une augmentation des recettes tirées de l'exportation de gaz naturel. En 2000, les recettes générées par les exportations canadiennes de gaz naturel ont augmenté de 73 % pour atteindre 19,0 milliards de dollars.

## Construction de gazoducs

En décembre 1999, la mise en service du gazoduc de M&NP a fourni une capacité de transport de 12,6 millions de mètres cubes

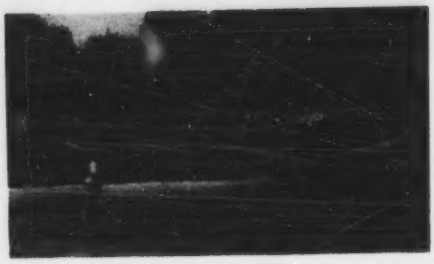
**FIGURE 8**
**Offre et utilisation de gaz naturel**
(en milliards de mètres cubes)




(445 millions de pieds cubes) par jour. Au cours de 2000, le gazoduc a été utilisé principalement pour exporter du gaz vers le Nord-Est des États-Unis, mais grâce à des ajouts de capacité, il doit commencer à desservir des marchés canadiens en 2001. La capacité des latéraux vers le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse représente environ les deux tiers de la capacité de la canalisation principale de M&NP; cependant, comme il faudra compter un certain temps avant que des marchés soient développés, on ne s'attend pas à ce que ces canalisations ne fonctionnent à pleine capacité au départ.

La construction du gazoduc Southern Crossing par BC Gas Ltd., un pipeline de ressort provincial, s'est terminée en 2000. Il se raccorde au réseau de l'Alberta Natural Gas Company Ltd. à Yahk (Colombie-

Britannique). Le gazoduc Southern Crossing peut transporter 7 millions de mètres cubes (250 millions de pieds cubes) de gaz par jour. Il permet aux consommateurs de la Colombie-Britannique d'avoir accès aux approvisionnements de l'Alberta. Ce gazoduc a une capacité égale à environ 35 % de la consommation provinciale de gaz naturel.

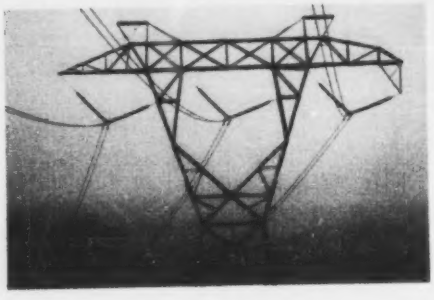


Le gazoduc Alliance, qui peut transporter 37 millions de mètres cubes (1 300 millions de pieds cubes) par jour du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique vers le marché de Chicago, a été mis en service en décembre 2000. Le gazoduc Vector, qui est entré en exploitation en 2000, permet d'acheminer le gaz depuis la région de Chicago jusque vers le sud de l'Ontario, fournissant ainsi un trajet de rechange pour le transport du gaz de l'Ouest canadien vers le sud de l'Ontario. Ce gazoduc a une capacité d'environ 20 millions de mètres cubes (700 millions de pieds cubes), ce qui représente environ 28 % de la consommation de gaz naturel en Ontario.

## ÉLECTRICITÉ

En ce qui a trait à l'industrie de l'électricité, le mandat de l'Office touche principalement à la construction et à l'exploitation de lignes de transport internationales et à l'exportation de l'électricité. La restructuration majeure en cours dans l'industrie nord-américaine de l'électricité représente un défi. L'Office doit se tenir au fait des changements et de leurs répercussions potentielles, tout en continuant de s'acquitter des responsabilités en matière de réglementation que lui confère la loi.

### Restructuration des marchés et faits nouveaux



Au cours de la dernière décennie, d'importantes initiatives ont été prises en Amérique du Nord en vue de restructurer les marchés de l'électricité. Selon la structure de marché traditionnelle, un même service public s'occupait de produire, de transporter et de distribuer l'électricité à l'intérieur d'une zone de desserte bien définie (p. ex. une province ou un État). Les services publics qui produisaient de l'électricité dans une zone de desserte n'avaient qu'un accès limité aux marchés d'une autre zone.

La restructuration vise à séparer les fonctions de production, de transport et de distribution, de telle sorte qu'elles ne relèvent pas d'un même service public, ainsi qu'à instaurer de la concurrence dans le secteur de la production. Elle vise aussi à assurer le libre accès aux réseaux de transport pour que les acheteurs puissent se procurer de l'électricité auprès des sources de production les plus concurrentielles.

Dans le contexte canadien, l'Alberta est la plus avancée de toutes les provinces pour ce qui concerne la restructuration de son industrie de l'électricité. Après l'entrée en vigueur des dispositions relatives à la restructuration de l'*Electric Utility Act*, 1995, telle que modifiée en 1998, le gouvernement de l'Alberta a augmenté la concurrence dans le secteur de la production d'électricité en procédant à deux ventes aux enchères, l'une en août et l'autre en décembre. Des négociants indépendants ont acheté les droits de vendre l'électricité produite par des installations électriques construites avant 1996, tandis que les propriétaires de ces installations ont continué à exploiter leurs centrales au prix coûtant, augmenté d'un taux de rendement sur l'investissement (l'électricité produite par les installations construites après 1995 était déjà vendue sur une base concurrentielle). Plus tard dans l'année, les compagnies de distribution en place et les concurrents se sont préparés pour l'introduction, le 1er janvier 2001, d'un régime offrant la possibilité de choisir son détaillant. C'est ainsi qu'à compter de la nouvelle l'année, les consommateurs résidentiels et commerciaux pourraient choisir parmi les conditions de service qu'offraient un certain nombre de fournisseurs, ou encore, choisir une « option de tarif réglementé ».

Depuis janvier 1996, les prix de gros en Alberta sont déterminés par le jeu de l'offre et de la demande et gérés par un groupe d'échange d'énergie désigné l'*Alberta Power Pool*. En 2000, le prix moyen du Pool a connu une forte hausse, s'établissant en moyenne à 133 $ le mégawatt-heure (MWh), comparativement à 43 $/MWh en 1999. Les prix du marché du disponible ont souvent atteint le plafond du Pool, fixé à 1000 $/MWh. Les analystes et les intervenants sur le marché ont identifié un certain nombre de causes expliquant la hausse rapide des prix, notamment le manque de nouvelles installations de production pour répondre à la hausse de la demande, le fait que des installations de production coûteuses, alimentées au gaz naturel, déterminent les prix, les pressions exercées sur les prix en raison du coût croissant des importations, et les problèmes associés aux procédures d'établissement des prix au sein du Pool.

Après l'Alberta, c'est l'Ontario qui a fait le plus pour restructurer son secteur de l'électricité. En 1999, Ontario Hydro a été réorga-

nisée en trois entités distinctes de production, de transport et de distribution. En 2000, les sociétés de distribution nouvellement formées ont déposé des requêtes tarifaires auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario. L'Ontario a cependant dû reporter du 1er novembre 2000 au printemps 2001 l'échéance qu'elle avait fixée pour la restructuration intégrale de son marché de gros et de détail. Dans l'intervalle, la société Ontario Power Generation continue d'assurer la production d'électricité suivant la formule de réglementation classique basée sur le coût du service.

En 2000, d'autres provinces ont pris des mesures pour se préparer à l'ouverture des réseaux de transport. Ces mesures avaient pour but d'élargir l'accès au réseau de transport au Canada, d'obtenir un accès accru aux marchés américains par le respect des exigences de réciprocité du décret 888 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), et de faciliter la participation potentielle à des organismes régionaux de transport (*Regional Transmission Organizations* - RTO). La formation des RTO est un aspect important de l'initiative de la FERC en vue d'accroître la concurrence et de favoriser l'accès aux réseaux de transport. Le décret 2000 de la FERC exige que les RTO soient opérationnelles d'ici décembre 2001. Il n'est pas obligatoire que les sociétés américaines ou canadiennes se joignent à une RTO, mais étant donné le caractère international du réseau de transport, le décret encourage la participation canadienne.

En 2000, la pénurie d'électricité en Californie est l'événement qui a le plus marqué les marchés de l'électricité aux États-Unis. Cette situation a eu des incidences lourdes de conséquences sur l'Ouest américain et l'Ouest canadien. La Californie importe de l'électricité des États voisins et du Canada, mais sa demande en été et à l'automne ne pouvait être satisfaite sans effets considérables sur les prix. L'approvisionnement serré a donné lieu à des prix records au California Power Exchange et a laissé entrevoir la nécessité de limiter les approvisionnements de certains consommateurs.

Par suite des événements survenus en Californie, la Colombie-Britannique a obtenu en 2000 des prix à l'exportation très supérieurs aux prix habituels et, comme la Colombie-Britannique fait du commerce avec l'Alberta, cette dernière a dû payer des prix à l'importation plus élevés.

## Production d'électricité

La production d'électricité a augmenté d'un peu plus de 3 % en 2000. La majeure partie de cette augmentation de la production provenait des centrales hydroélectriques (tableau 6). L'augmentation de la production résulte de la croissance constante de la demande canadienne et d'une hausse considérable des exportations. Les exportations comptaient pour environ 9 % de la production d'énergie, contre 8 % en 1999.

**TABLEAU 6**
**Production d'électricité[a]**
**(térawattheures)**

| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000[b] |
|---|---|---|---|---|---|
| Hydroélectrique | 349,2 | 345,3 | 327,0 | 341,3 | 356,8 |
| Nucléaire | 87,5 | 77,9 | 67,5 | 69,3 | 69,3 |
| Thermique | 111,1 | 126,9 | 148,4 | 146,9 | 149,4 |
| Totale | 547,8 | 550,1 | 542,9 | 557,5 | 575,5 |

(a) Source : Statistique Canada
(b) Estimations

## Exportations et importations

Les exportations d'électricité ont atteint 50 térawatt-heures (TWh) en 2000, soit une augmentation de 16 % par rapport à 1999. Il s'agit d'un volume record, mais cette performance a été surpassée par la hausse des recettes d'exportation, qui ont fait un bond de 111 %, soit une augmentation de 2,1 milliards de dollars. Cette augmentation résulte d'une combinaison de facteurs : la croissance soutenue de la demande aux États-Unis, favorisée par une croissance économique forte et continue; la hausse importante des prix du gaz, qui a fait augmenter les coûts de production d'électricité aux États-Unis; les conditions de faible hydraulicité qui persistent dans la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique en raison de plusieurs années successives caractérisées par de faibles précipitations; et la situation de l'approvisionnement en Californie. Les prix de l'électricité vendue dans la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique et la Californie ont fluctué par moments de plus de 1000 %.

Hydro-Québec, Powerex (une filiale de BC Hydro), Hydro-Manitoba, Ontario Power Generation (OPG) et Énergie Nouveau-Brunswick ont assuré environ 94 % des exportations canadiennes totales d'électricité. Les exportations d'OPG ont augmenté de 60 % et continuent d'être restreintes par suite de la fermeture temporaire de certaines centrales nucléaires. Les exportations d'Hydro-Manitoba ont augmenté de 20 % par rapport à 1999, principalement à cause de l'amélioration des conditions d'hydraulicité dans le bassin de la rivière Winnipeg, et de l'élargissement des marchés d'exportation dans le Midwest américain et le Texas.

Les exportations en provenance du Québec et du Nouveau-Brunswick ont été grandement déterminées par les conditions du marché dans le Nord-Est des États-Unis, notamment la croissance continue de la demande et les coûts élevés de production d'électricité dans les centrales au gaz. Les exportations du Québec ont connu une hausse de 21 %. Bien que le volume des exportations du Nouveau-Brunswick ait diminué par rapport à 1999, les recettes des exportations ont augmenté de 12 %.

Même si le Québec a enregistré le plus fort volume d'exportations, la Colombie-Britannique a été le plus gros exportateur en termes de recettes. Par suite de la crise de l'approvisionnement survenue en Californie, ses recettes d'exportation ont cru de 333 % par rapport à 1999 et ont représenté 49 % des recettes totales provenant des exportations canadiennes. L'Alberta et la Saskatchewan ont également connu des hausses importantes de leurs recettes d'exportation.

Les importations canadiennes d'électricité sont demeurées sensiblement les mêmes qu'en 1999 (diminution de 2 %). La Colombie-Britannique et le Québec, les deux plus grands importateurs, ont eu recours à l'importation lorsque les écarts de prix durant les périodes hors pointe aux États-Unis faisaient qu'il était plus économique d'importer de l'électricité pour satisfaire les besoins locaux, au lieu d'utiliser les approvisionnements de la province, ce qui se traduisait par une gestion plus efficace des ressources hydroélectriques.

**FIGURE 9**
**Carte - Transferts internationaux et interprovinciaux d'électricité 2000[a)]**
**(gigawattheures)**

a) Les données sur les transferts interprovinciaux d'électricité portent sur la période allant du 1er novembre 1999 au 31 octobre 2 elles ont été établies à partir des données mensuelles sur l'électricité de Statistique Canada.

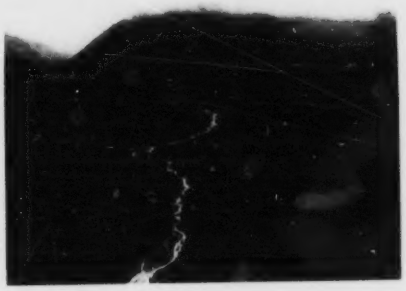
Les données sur les importations et exportations américaines sont celles de l'année 2000 (sauf pour les échanges) et elles ont été établies par l'ONÉ

- en élaborant des règlements et des lignes directrices.

Pour atteindre ses buts en matière de sécurité et d'environnement, l'Office a consacré un effort considérable à l'élaboration de ses propres programmes de gestion de la sécurité et de l'environnement. L'intégration des quatre activités susmentionnées dans le cadre des programmes de gestion constitue un aspect important d'une gestion efficace des risques.

## Développement des programmes de gestion de la sécurité et de l'environnement

L'Office est conscient que des systèmes de gestion efficaces font partie intégrante de la gestion de la sécurité et de la protection de l'environnement; il a donc choisi d'élaborer son propre Programme de gestion environnementale (PGE), basé sur les principes de la norme ISO 14001, une norme internationale relative aux systèmes de gestion de l'environnement. Le PGE, qui comporte cinq composantes de base, l'aide à orienter et à harmoniser les efforts qu'il déploie sur le plan de l'environnement ainsi qu'à clarifier son rôle, ses attentes et ses responsabilités à l'égard de la protection de l'environnement.



La publication de la Politique environnementale de l'ONÉ en septembre 2000 a permis de terminer la première composante du PGE. La deuxième composante, qui porte sur la planification, est sur le point d'être achevée. Elle consiste à fixer des objectifs, des cibles et des indicateurs de rendement qui permettent à l'Office de mesurer et d'améliorer son rendement en protection environnementale. De plus, l'Office a mis au point des indicateurs de rendement de l'entreprise qui sont actuellement mis à l'épreuve. Il s'en servira pour mesurer l'efficacité des programmes environnementaux des compagnies qu'il réglemente.

Toujours en 2000, l'Office a commencé à élaborer un programme parallèle de gestion de la sécurité, qui sera également basé sur les principes ISO.

Le Système de gestion de l'information sur l'environnement et la sécurité est un sous-projet clé qui est lié au développement du programme de gestion de la sécurité et du programme de gestion de la protection de l'environnement. Cette initiative vise à établir une base de données pour consigner et suivre les questions d'environnement et de sécurité qui sont liées à la construction et à l'exploitation des installations réglementées par l'ONÉ. L'Office verse, dans le premier module de la base de données (mis en place en mai 2000), les conditions dont il assortit les autorisations d'installations nouvelles et en fait le suivi pour repérer les cas de

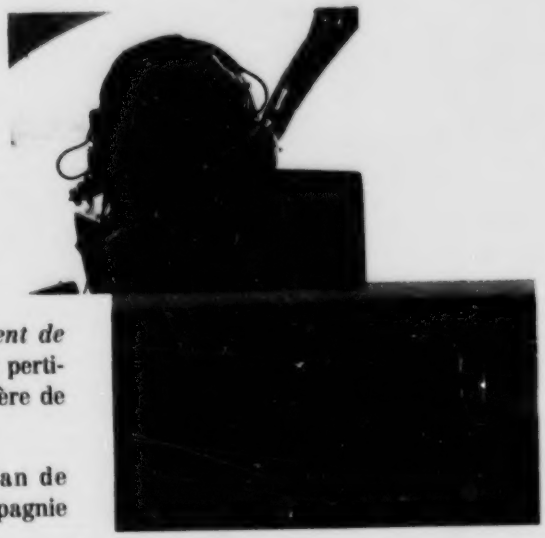
En octobre 2000, l'Office a révoqué son ordonnance de simplification XG/XO-100-94 et l'a remplacée par l'ordonnance XG/XO-100-2000, qui incorpore les changements apportés au *Règlement sur la liste d'exclusion*, pris aux termes de la LCÉE, ainsi que l'expérience découlant des ordonnances de simplification précédentes. Aux termes de l'ordonnance de simplification, les projets nécessaires au maintien en exploitation des installations réglementées par l'Office, mais n'exigeant pas une surveillance réglementaire rigoureuse, peuvent être réalisés sans le dépôt d'une demande, suivant l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ. Il s'agit de projets qui ne répondent pas aux critères de projet de la LCÉE ou pour lesquels une évaluation environnementale aux termes de la LCÉE n'est pas exigée. Bien qu'une demande distincte n'ait pas à être déposée auprès de l'Office, les installations construites en vertu d'une ordonnance de simplification demeurent assujetties aux exigences du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* et peuvent faire l'objet d'une vérification.

En décembre 2000, l'ONÉ et l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie ont signé un protocole d'entente établissant un cadre de coopération pour l'évaluation des répercussions environnementales des projets qui relèvent de leur compétence. Ce protocole renforce les buts de l'Office de promouvoir la sécurité et la protection de l'environnement, tout en appuyant l'objectif du gouvernement fédéral d'harmoniser les exigences réglementaires là où il est possible de le faire.

## Surveillance de la conformité

Au cours de la construction d'un pipeline, les inspecteurs de chantier de l'Office veillent à assurer la conformité :

- aux conditions dont est assortie l'approbation du projet;
- aux exigences énoncées dans le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*, les codes pertinents et le manuel sur la sécurité en matière de construction de la compagnie pipelinière;
- aux engagements énoncés dans le plan de protection de l'environnement de la compagnie pipelinière.



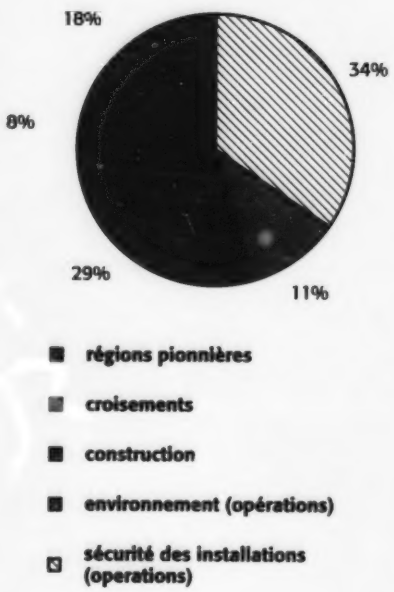
Au cours de la construction du gazoduc d'Alliance, les inspecteurs de l'Office ont également rencontré les propriétaires fonciers, au besoin, pour les aider à régler les différends qu'ils avaient avec la compagnie concernant la construction ou la remise en état des terrains.

Une fois qu'un pipeline est en exploitation, les inspecteurs de l'Office effectuent des inspections de sécurité des installations pipelinières (comme les stations de compression ou de pompage) sur une base périodique, en fonction du risque posé par le fonctionnement de l'installation. Ces inspections ont pour but d'établir si les exigences de l'Office et la Partie II du *Code canadien du travail* sont respectées. L'Office mène également des inspections le long des réseaux pipeliniers existants pour déterminer si les travaux d'excavation faits par des tiers se déroulent conformément aux exigences de son *Règlement sur le croisement de pipe-lines*. En outre, les inspecteurs de l'Office effectuent des inspections relatives à la surveillance environnementale des pipelines en exploitation, pour établir si les travaux de remise en état après la construction se font convenablement et si l'environnement est bien protégé.

Dans les régions pionnières (au nord du 60e parallèle), l'Office mène des inspections à l'égard des travaux géophysiques, des programmes de forage et des opérations de production, pour vérifier la conformité au programme approuvé et aux règlements pertinents. Les questions de santé et de sécurité au travail sont également abordées lors de ces inspections.

Pour sensibiliser l'industrie de prospection sismique aux exigences réglementaires à respecter lorsqu'elle effectue des travaux à moins de 40 mètres des pipelines réglementés par le gouvernement fédéral, l'Office a donné des exposés lors de conférences géophysiques et de réunions tenues avec les associations de l'industrie l'an dernier, en plus d'inspecter les travaux sismiques. Parce que l'Office ciblait davantage les travaux sismiques, le nombre de demandes relatives à ces travaux qui lui ont été présentées est passé de 0 en 1999 à 39 en 2000, et on s'attend à ce qu'il dépasse 100 en 2001.

**FIGURE 10**
**Distribution des inspections en matière de conformité**




En 2000, l'Office a effectué près de 300 inspections de conformité, comme l'indique la figure 10.

L'Office favorise une approche coopérative en matière de conformité, qui consiste à travailler de concert avec les compagnies pipelinières pour assurer que les engagements à l'égard de l'environnement et les exigences en matière de sécurité sont respectés. Dans le cadre de cette approche, il met davantage l'accent sur la formation en sécurité et en environnement destinée au personnel de construction. Il arrive souvent que les inspecteurs de l'Office donnent des exposés aux équipes de construction sur les exigences relatives à la sécurité et à l'environnement ainsi que sur la responsabilité incombant à l'Office de surveiller la conformité.

Les cas de non-conformité sont en général réglés de deux façons. Les inspecteurs de l'Office consignent les cas de non-conformité mineurs qui ne peuvent être corrigés immédiate-

ment et obtiennent des compagnies pipelinières une assurance de conformité volontaire (ACV). Lorsqu'ils découvrent une situation susceptible de compromettre la sécurité ou l'environnement, les inspecteurs rendent une ordonnance sur place. Toute compagnie qui reçoit une telle ordonnance doit corriger la situation immédiatement. En 2000, l'Office a reçu 131 ACV et émis 3 ordonnances pour des activités non conformes. Cela représente une baisse de 27 % des ACV reçus par rapport à l'année précédente et traduit peut-être le succès obtenu par l'Office dans ses efforts pour accroître le niveau de conformité au cours de la construction et de l'exploitation des pipelines.

En 2000, grâce à son Système de gestion de l'information sur l'environnement et la sécurité (SGIES), l'Office a commencé à suivre les conditions dont il assortit les autorisations d'installations. Le système permet de vérifier si les conditions sont respectées et efficaces (c.-à-d. si elles permettent d'obtenir les résultats souhaités). Cette année, l'Office a effectué le suivi de 386 conditions associées à 108 autorisations d'installations. À l'heure actuelle, le pourcentage de cas relevés de non-conformité aux conditions est inférieur à 5 %. Le personnel de l'Office assure le suivi de chaque cas de non-conformité relevé jusqu'à ce que la situation ait été corrigée.

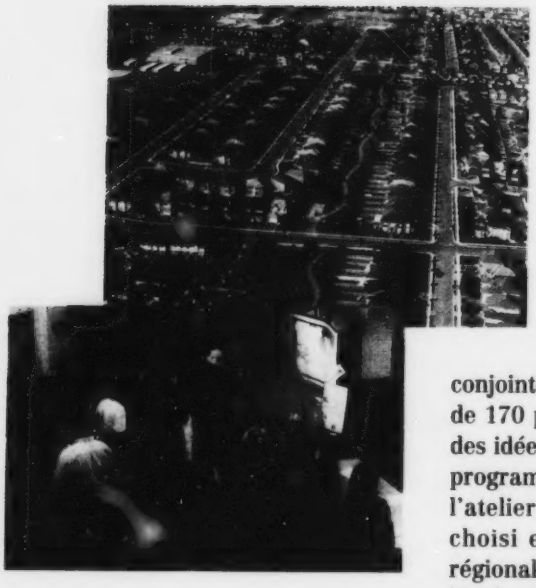
Lorsque la construction d'un pipeline ou d'une installation est achevée, la compagnie pipelinière doit en général demander à l'Office une autorisation de mise en service. Si l'Office est convaincu que le pipeline peut être exploité de façon sûre, il accorde cette autorisation. En 2000, il a délivré 163 ordonnances autorisant la mise en service de pipelines, de tronçons ou d'autres installations. Ce nombre représente une hausse de 40 % par rapport à l'an dernier, en grande partie attribuable à l'achèvement de la partie canadienne de 1 600 km de long de pipeline d'Alliance.

## Vérifications des systèmes de gestion

Après la publication du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99), qui énonce les exigences sur le plan technique et de la sécurité qui doivent être respectées à toutes les étapes du cycle de vie des pipelines, l'Office a entrepris quatre vérifications pilotes au milieu de 2000. Ces essais avaient pour but d'élaborer et d'appliquer des procédures et des protocoles de vérification fondés sur le nouveau règlement axés sur les buts. L'approche adoptée consistait à évaluer l'efficacité des systèmes de gestion des compagnies pipelinières, pour ce qui est d'assurer que l'exploitation des installations se fait d'une façon sûre et respectueuse de l'environnement.

En octobre 2000, l'Office a commencé à vérifier les systèmes de gestion de quatre compagnies; ces vérifications, fondées sur le RPT-99, s'inscrivent dans le cadre de son programme global visant

la sécurité et l'environnement. Les vérifications ciblent les mesures d'intervention d'urgence, l'éducation permanente et les programmes d'intégrité pipelinière des compagnies; elles devraient être achevées au début de 2001. L'an prochain, l'Office prévoit d'en élargir la portée pour inclure d'autres éléments énoncés dans le Règlement.



### Sensibilisation du public

Les 1er et 2 mai 2000, l'Office a mené son troisième atelier de sensibilisation du public. Les participants de l'industrie pipelinière ont eu l'occasion de se communiquer les meilleures pratiques de sensibilisation du public en vue de développer de l'information mieux adaptée aux besoins du public et d'accroître ainsi la sécurité du public à proximité des pipelines.

Pour la première fois, l'atelier était une initiative conjointe de l'ONÉ et de l'*American Petroleum Institute*. Plus de 170 personnes du Canada et des États-Unis y ont échangé des idées sur la façon d'élaborer, de surveiller et d'évaluer les programmes de sensibilisation du public. En outre, le lieu de l'atelier de cette année, soit Niagara Falls (Ontario), a été choisi en fonction de son accessibilité aux associations régionales de propriétaires fonciers et aux représentants de l'industrie. Les propriétaires fonciers et les groupes de propriétaires fonciers, les municipalités et l'industrie de la construction ont été invités à y participer. Compte tenu du succès croissant de ces ateliers, on prévoit tenir le prochain dès 2002.

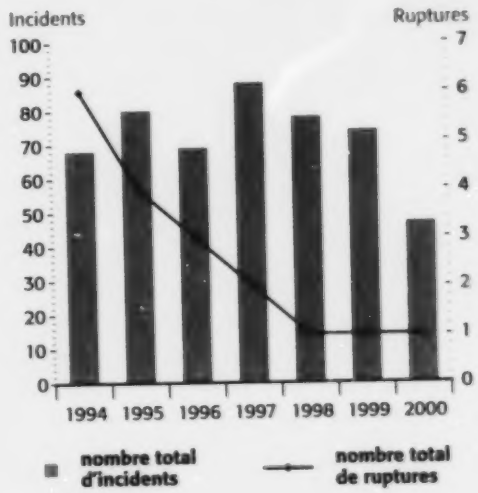
## Enquêtes sur les incidents

L'Office demeure à l'affût de moyens d'accroître la sécurité et il incite les compagnies pipelinières à fournir de l'information sur leur rendement en matière de sécurité pipelinière en les obligeant à signaler immédiatement les incidents qui surviennent sur leurs réseaux. La définition d'incident figure dans le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*.

Même des incidents mineurs peuvent fournir des indices sur l'état d'un pipeline ou les améliorations à apporter aux programmes de sécurité. À l'heure actuelle, l'Office fait enquête sur tous les incidents signalés pour établir si des tendances se manifestent et prendre des mesures, au besoin, afin d'éviter que de tels incidents ne se reproduisent. De façon générale, l'Office ne mène des investigations sur le terrain que dans le cas d'accidents ayant entraîné des décès ou des blessures graves, ou d'importants rejets d'hydrocarbures.

En 2000, un total de 47 incidents ont été signalés, ce qui est nettement moins élevé que la moyenne de 76 incidents observée au cours des six années précédentes (figure 11). L'un des facteurs contributifs de cette baisse peut avoir été le volume moins élevé de travaux de construction sur des pipelines réglementés par l'Office en 2000, par rapport à l'année précédente. En 2000, cinq incidents ont causé des blessures, dont une seulement est directement liée à la construction. Ce chiffre est moins que le total de 15 blessures en 1999, dont 12 étaient directement liées à la construction. Un autre facteur de cette baisse est que les critères de rapport ont changé depuis l'entrée en vigueur du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*. Toutefois, le changement n'a pas modifié de façon appréciable le nombre d'incidents devant être signalés.

**FIGURE 11**
**Incidents pipeliniers - 1994 à 2000**

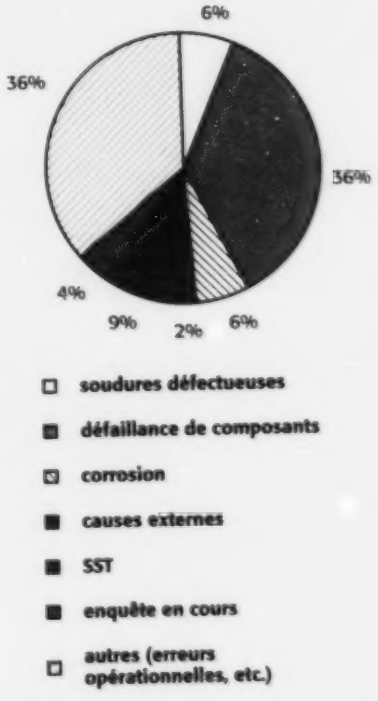



Plus de la moitié des 47 incidents signalés en 2000 se sont produits dans des zones à accès contrôlé, comme les stations de compression ou les usines de traitement de gaz. En général, le public n'est pas exposé aux risques associés aux incidents survenant dans ces zones. Au cours de la période, 26 incidents se sont produits dans des stations de compression ou de pompage, 8 dans des usines de traitement de gaz, et le reste le long d'emprises.

Suivant la tendance à la baisse observée depuis six ans dans le nombre de ruptures, il n'y a eu qu'un cas de rupture en 2000. L'incident s'est produit sur la canalisation principale de Westcoast Energy Inc. à l'est de Hope (Colombie-Britannique). Il n'a entraîné aucune blessure dans la population ou chez les employés de la compagnie, mais il y a eu rejet de gaz naturel dans l'atmosphère. La baisse du nombre de défaillances majeures de pipelines tient à divers facteurs, dont l'attention accrue que l'industrie porte à l'entretien préventif, les nouvelles technologies de surveillance et de réparation des pipelines, et la réduction du nombre de ruptures causées par des défaillances de talus.

Un incident notable a été l'explosion du bâtiment de commande d'une station de compression appartenant à Gazoduc TQM, à East Hereford (Québec), le 28 décembre 2000. L'explosion a causé une blessure grave chez un employé de TQM qui travaillait dans le bâtiment. L'Office et le Bureau de la sécurité des transports font enquête pour établir la cause de l'explosion. Cet incident n'a pas été classé parmi les ruptures car il ne mettait en cause aucune conduite de gaz.

**FIGURE 12**
**Causes des incidents pipeliniers en 2000**

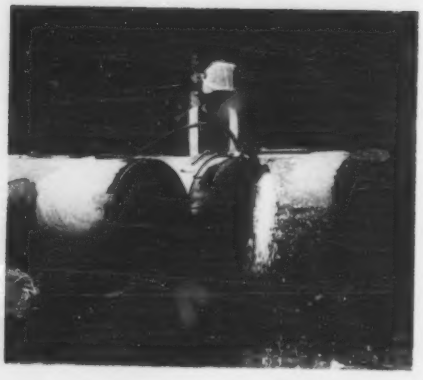


L'Office veille à ce que toutes les compagnies relevant de sa compétence disposent de plans d'intervention d'urgence adéquats pour atténuer les effets négatifs que les déversements de pétrole ou les fuites de gaz naturel peuvent avoir sur la sécurité du personnel, la santé publique et l'environnement. Il examine ces plans pour assurer que des procédures adéquates sont en place. En outre, il incite les compagnies pipelinières à tenir des exercices d'intervention d'urgence et y participe.

Lorsque survient une urgence, le rôle de l'Office consiste avant tout à surveiller l'intervention de la compagnie afin de s'assurer que toutes les mesures raisonnables ont été prises pour protéger la sécurité des personnes et l'environnement. Grâce à un système de suivi de l'information, l'Office veille à ce que la compagnie s'acquitte de ses responsabilités concernant la remise en état des sites touchés par une fuite ou un déversement. En 2000, il s'est produit 32 fuites et déversements. Toutefois, aucun déversement majeur n'a été signalé en 2000 à l'égard de pipelines réglementés par l'Office, alors qu'il y en avait eu quatre l'année précédente.

Les situations dangereuses, selon la définition trouvée dans le *Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)*, sont passées de 22 en 1999 à 64 en 2000. Cette hausse est attribuable en grande partie à des déversements mineurs de fluides, p. ex. liquide hydraulique et carburant diesel, sur des chantiers de construction dans la région de Fort Liard. Les blessures invalidantes sont passées de 3,6 par million d'heures travaillées en 1999 à 5,3 en 2000, mais ce niveau était néanmoins inférieur à celui atteint en 1998, soit 7,6 par million d'heures travaillées.

## Élaboration de règlements et lignes directrices



Un des moyens clés de promouvoir la sécurité et la protection de l'environnement est d'établir des règlements. L'Office continue de s'orienter vers une approche axée sur les buts dans l'élaboration de ses règlements afin d'accroître la responsabilité de l'industrie, d'augmenter la souplesse et l'efficacité, et de permettre l'adoption, à temps, de meilleures techniques en matière d'exploitation et de sécurité. Ses règlements axés sur les buts reposent fortement sur des normes établies par consensus, comme celles de la CSA, et ils mettent davantage l'accent sur les systèmes d'évaluation et de gestion des risques. L'Office publie des notes d'orientation sur les pratiques qu'il juge acceptables, afin de fournir des éclaircissements, des avis pratiques et des suggestions en vue de favoriser la conformité aux règlements.

L'Office prépare actuellement deux nouveaux règlements axés sur les buts. Le premier porte sur la conception, l'exploitation et la cessation d'exploitation des usines de traitement de gaz qui sont de ressort fédéral. Le second porte sur la prévention des dommages aux pipelines enterrés. Ces deux règlements devraient entrer en vigueur en 2001 et 2003, respectivement.

L'Office travaille activement à l'élaboration et au maintien de règlements sur les activités d'exploration et de mise en valeur visées par la LOPC. Ces règlements sont élaborés de concert avec Ressources naturelles Canada (RNCan), l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE), l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE), le ministère des Ressources naturelles de la Nouvelle-Écosse et le ministère des Mines et de l'Énergie de Terre-Neuve afin d'assurer une approche réglementaire commune pour les activités menées dans les régions extracôtières, les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut. À cette fin, l'Office a poursuivi les consultations en 2000 en vue de modifier nombre de règlements et de lignes directrices ressortissant à la LOPC et de les harmoniser avec les règlements pris aux termes des lois de mise en oeuvre des Accords. Les changements introduisent la formule de règlements axés sur les buts pour les activités menées dans les régions pionnières.

Les consultations se sont poursuivies pour la mise à jour du *Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)*, pris aux termes de la Partie II du *Code canadien du travail*. Des discussions ont été lancées concernant les révisions à apporter aux règlements sur les chaudières et les appareils sous pression (Partie V du *Règlement canadien sur la santé et la sécurité au travail*), pris aux termes de la Partie II du *Code canadien du travail*. L'Office a également proposé des révisions au *Règlement sur la liste d'exclusion*, pris aux termes de la LCÉE.

L'Office participe de concert avec l'industrie, d'autres organismes gouvernementaux et des groupes d'intervenants à des initiatives visant à élaborer des normes établies par consensus, des pratiques exemplaires et des approches communes à l'égard des questions liées à la sécurité et à l'environnement. À titre d'exemple, l'Office a participé à la révision de la norme Z662 de la CSA concernant les réseaux de canalisations de pétrole et de gaz, qui devrait paraître en 2003.

## Recherche et développement

L'Office est le secrétariat du Fonds pour l'étude de l'environnement (FÉE), qui finance les projets de recherche d'ordre environnemental et social associés aux activités d'exploration, de mise en valeur et

de production des hydrocarbures dans les régions pionnières. En 2000, le FÉE a parrainé des ateliers portant sur l'évaluation et la surveillance des effets environnementaux cumulatifs sur les Grands Bancs et de la plate-forme Néo-Écossaise ainsi que sur le développement de méthodes de recherche visant les effets de la prospection sismique sur les pêches de la côte Est. On peut se procurer les rapports de ces ateliers auprès du FÉE.

Trois nouveaux projets de recherche ont été approuvés en 2000. Ils portent sur l'actualisation des normes CSA sur les structures extracôtières, l'identification des zones écologiquement et commercialement importantes dans le sud du golfe du Saint-Laurent, et l'élaboration de résumés analytiques des études et rapports concernant la prospection gazière et pétrolière dans le Nord.

# *Efficience économique*

Le troisième but général de l'Office consiste à veiller à ce que les Canadiens et Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique. L'Office exerce une influence économique de trois principales façons :

- par les décisions qu'il rend;
- au moyen des renseignements qu'il fournit aux Canadiens au sujet des marchés énergétiques;
- grâce à l'efficience de ses processus de réglementation.

En outre, l'Office se doit de bien gérer ses propres dépenses.

## INCIDENCE DES DÉCISIONS DE L'ONÉ

Par ses décisions, l'Office vise à s'assurer qu'il existe une capacité pipelinière suffisante pour acheminer le pétrole et le gaz naturel vers les marchés qui en ont besoin. De plus, il s'attache à promouvoir un réseau de transport des hydrocarbures qui fonctionne efficacement et qui répond aux besoins des expéditeurs.

En 2000, l'Office n'a pas traité de demandes visant de gros projets pipeliniers. Toutefois, plusieurs installations importantes dont il avait approuvé la construction au cours des deux années précédentes ont été achevées durant l'année. Parmi celles-ci figurent les gazoducs d'Alliance et de Vector qui, ensemble, offrent un trajet de rechange pour le transport du gaz naturel de l'Ouest canadien vers l'Ontario et les marchés plus à l'est. En outre, M&NP a commencé à effectuer ses premières livraisons de gaz domestique dans les Maritimes. Ces nouveaux réseaux pipeliniers permettent aux acheteurs d'avoir accès à de nouvelles sources d'approvisionnement, tout en offrant une souplesse et une capacité accrues pour l'acheminement du gaz naturel aux entreprises et aux consommateurs canadiens.

Dans l'ensemble, le réseau pipelinier canadien a bien répondu à la demande du marché au cours de l'année. Cependant, vers la fin de l'année, les prix de gros du gaz ont augmenté d'une façon plus notable dans la région de Vancouver qu'ailleurs au pays. Cette situation tenait en partie à la crise survenue sur le marché de l'électricité de la Californie, qui a fait grimper les prix du gaz naturel sur tous les marchés de la côte du Pacifique. En même temps, les intervenants sur le marché craignaient que la capacité du réseau de gazoducs ne soit pas suffisante pour desservir les marchés du Lower Mainland.

***But 3 :***

*Les Canadiens et Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique.*

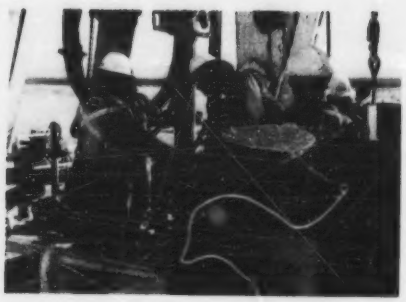
Dans la plupart des cas, les droits et les tarifs des principaux pipelines réglementés par l'ONÉ sont fixés aux termes d'ententes négociées entre les sociétés pipelinières et leurs expéditeurs. Ces ententes prévoient habituellement des incitatifs qui encouragent les sociétés pipelinières à mieux gérer leurs coûts, en plus d'offrir des conditions de service plus souples aux expéditeurs. En 2000, l'Office a approuvé les droits que M&NP pourra exiger sur son réseau et a rendu une décision au sujet des conditions auxquelles TransCanada offrira son service de transport interruptible sur sa canalisation principale.

Suite à la mise en service du réseau d'Alliance à la fin de l'année, certains expéditeurs n'ont pas renouvelé leurs contrats à long terme avec TransCanada. Cette dernière tente de négocier avec ses expéditeurs un règlement qui lui permettra de faire face à l'excédent de capacité qui en a résulté sur son réseau et, d'une façon plus générale, de s'entendre sur une structure tarifaire mieux adaptée aux nouvelles circonstances qui prévalent dans l'industrie du transport du gaz naturel. Les négociations se poursuivaient toujours à la fin de l'année.

## Information sur le marché de l'énergie

L'Office informe continuellement le public des tendances du marché de l'énergie. Le fait de fournir et d'interpréter de l'information sur le marché de l'énergie contribue au bon fonctionnement de ce dernier, et donc aide l'Office à atteindre son but de faire en sorte que les Canadiens et les Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique.

### Évaluations du marché de l'énergie



Dans le cadre de son rôle de surveillance du marché de l'énergie, l'Office publie des évaluations du marché de l'énergie (ÉMÉ) qui visent à fournir des analyses des principaux produits énergétiques, de façon globale ou en fonction d'un produit en particulier. Un aspect important du programme d'ÉMÉ est le fait que l'Office étoffe son analyse en consultant des parties qui ont un intérêt dans les domaines à l'étude.

En 2000, l'Office a produit deux ÉMÉ portant sur le gaz naturel. La première évaluation, intitulée *Le marché du gaz naturel au Canada - Dynamique et prix*, a été publiée en novembre 2000. Cette ÉMÉ décrivait l'influence sur les prix des conditions changeantes de l'offre et de la demande dans le marché du gaz naturel. Le rapport concluait que le fonctionnement du marché gazier a pu répondre aux besoins en gaz naturel des Canadiens à des prix correspondant à la juste valeur du marché. Le

deuxième rapport, intitulé *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2000-2002*, a été publié en décembre 2000. Ce rapport examinait les facteurs qui influencent l'offre de gaz naturel à court terme et présentait un aperçu de la disponibilité de livraison jusqu'à l'année 2002.

En octobre, l'Office a publié une ÉMÉ intitulée *Sables bitumineux du Canada - Offre et marché jusqu'en 2015*. Il s'agissait de la première ÉMÉ de l'Office à traiter précisément du pétrole brut; elle portait principalement sur l'offre et le marché du bitume et du brut synthétique provenant des sables bitumineux du Canada. Le rapport examinait aussi les débuts de la mise en valeur des sables bitumineux, le rôle de la science et de la technologie dans les progrès de cette industrie de même que les coûts de l'offre, l'infrastructure pipelinière et les enjeux environnementaux reliés à cette exploitation. Il se penchait enfin sur les répercussions de la mise en valeur des sables bitumineux sur les marchés du gaz naturel et de l'électricité au Canada.

## Prix du gaz naturel et de l'électricité - Foire aux questions

Afin de fournir au public de plus amples informations et explications sur ce qui se passe dans les marchés du gaz naturel et de l'électricité, l'Office a créé dans son site Web une Foire aux questions sur ces sujets. Les questions sur le gaz naturel abordent les causes à l'origine des augmentations marquées de prix en 2000, les forces sous-jacentes de l'offre et de la demande qui sont à l'œuvre dans le marché, ainsi que le rôle de l'Office dans l'approbation des exportations de gaz naturel. Les questions sur l'électricité traitent de la réglementation de l'industrie et de la formation des prix, offrent une vue d'ensemble de la restructuration des marchés de l'électricité et abordent le rôle de l'Office dans l'approbation des exportations d'électricité.

## Surveillance continue

À titre d'organisme de réglementation des secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité, l'Office dresse plusieurs rapports statistiques. Les données sont regroupées pour chaque mois, et des résumés annuels existent pour toutes les années postérieures à 1984. Les domaines traités comprennent notamment : exportations et importations de gaz naturel (volumes et prix); exportations de propane et de butanes; exportations de pétrole brut et de produits pétroliers; prix à l'exportation du pétrole brut léger et lourd; offre et utilisation du pétrole brut; importations et exportations d'électricité. On peut consulter ces rapports à l'adresse suivante : www.neb.gc.ca/stats/indexf.htm.

## Efficience de la réglementation

Pour être un organisme de réglementation efficace, l'ONÉ doit non seulement chercher à améliorer l'efficience de ses processus existants, mais aussi bien se préparer en vue d'importantes activités à venir dans le domaine de la réglementation, par exemple l'examen de demandes visant des pipelines de grande envergure ou la tenue d'audiences majeures portant sur les droits.

Dans le cadre de ses efforts continus pour augmenter l'efficience de sa réglementation, l'ONÉ a mis au point et appliqué un processus interne simplifié pour l'évaluation des demandes d'installations n'exigeant pas la tenue d'une audience. Le travail accompli dans le cadre de ce projet a mis en évidence la nécessité d'établir des exigences types en ce qui concerne l'information technique et environnementale. Les programmes destinés à examiner ces besoins d'information ont commencé en 2000 et se poursuivront en 2001.

En 2000, l'ONÉ a aussi traité un nombre croissant de demandes concernant des travaux d'exploration et de production dans le Nord canadien, et il a continué à se préparer en prévision d'une demande de construction de pipeline dans le Nord. Ces préparatifs ont porté autant sur les demandes à venir, présentées en vertu de la Loi sur l'ONÉ et de la LOPC, que sur des consultations avec d'autres organismes de réglementation en vue de clarifier et de simplifier le processus de réglementation visant les pipelines et les installations connexes. À la fin de 2000, l'ONÉ et l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie ont signé un protocole d'entente établissant un cadre de coopération pour l'évaluation des répercussions environnementales de projets dans la vallée du Mackenzie. L'ONÉ travaille avec d'autres ministères fédéraux et d'autres organismes de réglementation des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon afin de définir les futurs besoins et processus en matière de réglementation.

### Projet pilote pour le règlement extrajudiciaire des différends

Dans le but d'améliorer ses propres processus de réglementation, l'Office a entrepris, en mars 2000, un projet pilote de médiation pour régler les oppositions formulées par des propriétaires fonciers à l'encontre des tracés que M&NP avait proposés pour les latéraux Halifax et Saint John. Plusieurs membres du personnel de l'ONÉ ont suivi une formation en médiation et une directive en matière de médiation a été rédigée. On a offert l'option de la médiation aux propriétaires fonciers qui s'opposaient au tracé. La société et deux des propriétaires fonciers qui avaient élevé une objection ont consenti à utiliser cette option. Les parties ont accueilli l'option de

la médiation comme un complément positif au processus, même si elles sont parvenues à un accord avant que la médiation n'ait lieu.

L'Office est actuellement engagé dans un processus de consultation concernant la directive en matière de médiation; il sollicite également les idées des intervenants sur l'utilisation du règlement extrajudiciaire des différends dans le cas d'autres types de demandes reçues par l'ONÉ. L'Office s'attend à rendre publics les résultats de cette consultation en mars 2001.

## Dépenses de l'ONÉ

Depuis 1991, l'Office national de l'énergie recouvre jusqu'à 90 % de ses frais de fonctionnement auprès des compagnies qu'il réglemente plutôt qu'auprès des contribuables. Le tableau 6 indique les dépenses de l'ONÉ et ses effectifs au cours des cinq derniers exercices. Le lecteur trouvera plus de détails sur les budgets et les plans de l'organisation dans le *Budget des dépenses 2000-2001, partie II* de l'ONÉ et le *Rapport sur les plans et les priorités de 2000-2001*. On peut consulter ces deux documents sur le site Web de l'ONÉ à l'adresse www.neb.gc.ca.

**TABLEAU 7**
**Profil des dépenses et des effectifs**

| Exercice (1er avril au 31 mars) | Dépenses (en milliers de dollars) | Équivalents temps plein |
|---|---|---|
| 1996 - 1997 | 26 855 | 272 |
| 1997 - 1998 | 28 048 | 264 |
| 1998 - 1999 | 53 187 [a] | 277 |
| 1999 - 2000 | 26 900 | 286 |
| 2000 - 2001[b] | 27 366 | 289 |

(a) En 1998, l'ONÉ a versé 22,2 millions $ en paiements après avoir conclu des arrangements à l'amiable avec l'industrie énergétique concernant les coûts liés à sa réinstallation d'Ottawa à Calgary.

(b) Estimation

# *Participation du public*

**But 4 :**
*L'ONÉ répond aux nouveaux besoins liés à la participation du public.*

Le quatrième but de l'ONÉ reconnaît l'importance croissante d'une participation efficace du public aux affaires de l'Office. Ce but est en harmonie avec l'intention du gouvernement fédéral d'augmenter la participation des citoyens à tous ses programmes.

## Services d'information publique

L'ONÉ se rend compte que, pour participer efficacement aux affaires de l'Office, les Canadiens et les Canadiennes doivent avoir accès à de l'information facile à comprendre, à jour et bien ciblée. L'Office continue donc à améliorer ses processus d'information publique en les rendant plus facilement accessibles et compréhensibles. Il s'est aussi engagé à améliorer l'accès électronique à l'information et aux processus de réglementation de l'Office, au moyen de son site Web et du Système de dépôt électronique.

### Outils de communication

#### *Site Web*

L'année dernière, l'Office a effectué un essai expérimental en diffusant une audience publique par audio en continu sur son site Internet. Au cours des années précédentes, il était possible d'écouter une audience par téléphone au moyen d'un nombre limité de lignes reliées à la salle d'audience de l'ONÉ. Nous prévoyons améliorer l'accès aux audiences en continuant à utiliser la technique de l'audio en continu. Ce service est offert sur notre site Web à www.neb.gc.ca.

Le site Web de l'ONÉ a continué à s'agrandir en réponse aux besoins des Canadiens et Canadiennes intéressés par les questions relevant de l'ONÉ. Des renseignements sur les domaines suivants sont régulièrement publiés dans ce site : rôle de l'Office en matière de réglementation, rapports d'évaluation du marché de l'énergie, information statistique, information sur les régions pionnières, sécurité des pipelines et droits. Les instances récentes ou en cours sont aussi traitées dans le site, notamment par la publication des ordonnances d'audience, des motifs de décision et des bulletins *Activités de réglementation*. L'ONÉ y publie maintenant les transcriptions de toutes ses audiences publiques dans les trois heures ouvrables suivant la fin de la journée d'audience, ce qui permet aux membres du public intéressés d'avoir rapidement accès à ce service.

### *Communiqués*

L'Office publie des communiqués concernant les questions qui lui sont soumises : audiences publiques, décisions, consultations publiques et annonces importantes. En 2000, l'Office a envoyé 40 communiqués aux médias. L'Office encourage les clients à consulter les communiqués sur son site Web, mais ces documents peuvent aussi être obtenus auprès de la bibliothèque de l'Office, par télécopieur ou par la poste.

### *Activités de réglementation*

L'ONÉ publie un bulletin mensuel appelé *Activités de réglementation*, disponible sur son site Web et sous forme imprimée. Publié depuis 1982, ce bulletin fournit de l'information à jour sur les demandes en matière de réglementation et d'autres questions traitées par l'Office.

### *Bulletins d'information*

L'Office publie une série de bulletins d'information et de brochures sur ses activités. Au cours de la dernière année, une importante mise à jour de ces outils d'information à l'intention du public a été entreprise. Les nouveaux documents seront publiés au cours des premiers mois de 2001. On trouvera une liste complète des bulletins d'information de l'Office dans le Supplément III de ce rapport.

### *Système de dépôt électronique*

L'Office travaille actuellement à la phase « mise en œuvre » de son projet relatif au Système de dépôt électronique. Le projet est mené en collaboration avec la Commission de l'énergie de l'Ontario et les représentants des compagnies réglementées du secteur énergétique. Le système, auquel les clients accéderont par le site Web de l'ONÉ, permettra la création, le stockage, l'échange, la recherche et l'utilisation de l'information de réglementation. Divers projets pilotes ont permis de tester le Système de dépôt électronique, et ses procédures continuent à être modifiées en fonction des résultats de ces projets.

### *Numéro sans frais*

L'Office reconnaît également que même si les divers médias auxquels il a recours permettent des communications efficaces, ils ne sauraient combler le besoin d'interaction personnelle. Par conséquent, l'Office invite le public à communiquer avec lui par l'intermédiaire de son numéro sans frais (1-800-899-1265). Pendant l'année 2000, l'ONÉ a reçu près de 3000 appels à son numéro sans frais 1-800.

## Consultation du public

En plus d'élargir le champ des options pour la participation du public, l'ONÉ prend des mesures afin de rendre ses processus plus compréhensibles pour les gens qui voudraient y participer. À cette fin, l'ONÉ organise des séances d'information publique et des consultations du public quand ce dernier manifeste un intérêt appréciable pour un projet en particulier. Le but des séances d'information est d'aider les personnes intéressées à se préparer à participer pleinement à l'audience publique. Des employés de l'ONÉ assistent à ces séances pour discuter du processus d'évaluation environnementale et d'examen réglementaire auquel sera soumis le projet à l'étude. En 2000, l'Office a tenu des séances en Ontario pour discuter du projet de gazoduc Canadian Millennium, ainsi qu'en Colombie-Britannique, pour discuter du projet de franchissement du détroit de Georgia et du projet de construction d'une ligne internationale de transport d'électricité par Sumas Energy 2, Inc.

Un des buts de l'Office est de continuer à améliorer son processus de participation du public et à cette fin, il projette d'organiser plusieurs séances dans le Nord du Canada, en prévision d'une demande de construction d'un pipeline dans le Nord. Pour se préparer à cette demande, les membres de l'Office ont visité le Nord l'été dernier afin d'amorcer un dialogue avec les intervenants clés et de mieux comprendre les enjeux locaux qui devront être abordés pendant le processus de réglementation.

## Activités des membres de l'Office

En plus d'être bien préparé et accessible pour les instances de réglementation, l'ONÉ se doit d'être bien informé sur les perspectives régionales et les questions émergentes. Pour approfondir son rôle comme organisme de réglementation national, l'Office entretient des contacts réguliers avec une gamme d'intervenants et il a effectué un certain nombre de visites en 2000 afin de consulter des groupes clés.

### Visite en Alaska

Une délégation composée de deux membres de l'Office et de deux membres de son personnel, ainsi que de représentants de Ressources naturelles Canada, de l'Administration du pipe-line du Nord et du consulat général du Canada, a visité l'Alaska à la mi-juillet 2000. Le but du voyage était de s'informer des projets éventuels de mise en valeur du gaz naturel qui pourraient avoir une incidence sur les processus de réglementation de l'Office et d'établir

des relations de travail avec les principales parties qui pourraient intervenir dans un processus de réglementation devant l'Office.

La délégation canadienne a rencontré divers représentants de l'État de l'Alaska et trois producteurs principaux à Prudhoe Bay. Ces réunions avaient été précédées d'une visite des installations de production à Prudhoe Bay.

## Visite au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest

Une délégation composée de trois membres de l'Office et de deux membres de son personnel a visité le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest pendant la troisième semaine d'août. Leur objectif était de se familiariser davantage avec les activités pétrolières et gazières réglementées par l'ONÉ dans le Nord et de rencontrer des représentants locaux, pour mieux comprendre les enjeux et les perspectives du point de vue des Autochtones et des habitants du Nord.

La délégation a rencontré des fonctionnaires des gouvernements régionaux, territoriaux et fédéral, ainsi que des représentants des organismes de réglementation du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest. Des réunions ont aussi été tenues avec des représentants du Conseil des Premières nations du Yukon à Whitehorse, de la Première nation Deh Cho à Kakisa, de la collectivité du Sahtu à Norman Wells, ainsi que des Gwich'in et des Inuvialuit à Inuvik. De plus, la délégation a visité un certain nombre de pipelines et d'installations dans le Nord.

Les réunions avec les représentants des gouvernements territoriaux et fédéraux ont été instructives et ont aidé à établir et à renouer des rapports qui seront utiles pour le futur travail de l'Office dans le Nord. Les réunions avec les chefs des Premières nations ont permis à l'Office de comprendre les points de vue des Autochtones en ce qui concerne les possibilités et les préoccupations associées aux activités de développement dans le Nord.

## Visite à Montréal

Les membres de l'Office, accompagnés du chef des opérations, de l'avocate générale et du secrétaire, sont allés à Montréal pendant la dernière semaine de novembre. Le but du voyage était de rencontrer d'une façon informelle certains groupes d'intérêt pour échanger de l'information, discuter de sujets d'intérêt commun et établir des rapports.

Au cours de cette semaine, l'Office a rencontré la Régie de l'énergie, Hydro-Québec, Gaz Métropolitain Inc., la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante, l'Association canadienne du gaz, l'Association des consommateurs industriels de gaz, le gouvernement du Québec, le Mouvement au Courant, l'Association Pipeline, Option Consommateurs, Pipe-Lines Montréal, le Grand conseil des Cris et Gazoduc Trans Québec & Maritime Inc.

## PARTICIPATION DES PROPRIÉTAIRES FONCIERS

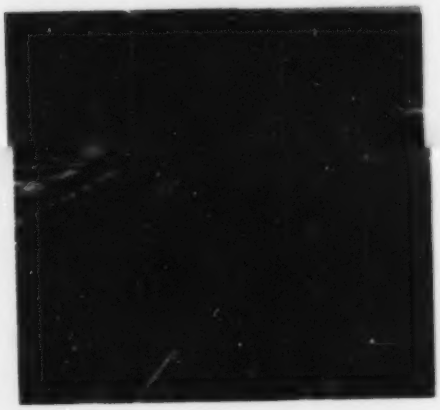
Une partie importante du travail de l'Office consiste à interagir avec les propriétaires fonciers dont les propriétés sont traversées par des pipelines de ressort fédéral. C'est aux sociétés pipelinières qu'il incombe avant tout d'établir des rapports avec les propriétaires fonciers qui sont touchés par la construction et l'exploitation d'installations pipelinières. Cependant, si ces rapports se détériorent, l'Office travaille avec les deux parties pour remédier à la situation. L'Office s'attend à ce que le nombre de contacts avec les propriétaires fonciers augmente à l'avenir à cause d'une meilleure sensibilisation du public, en particulier parmi les propriétaires fonciers, quant aux exigences de l'ONÉ pour la protection de l'environnement et la sécurité publique.

L'ONÉ répond aux préoccupations des propriétaires fonciers au sujet des effets de la construction et de l'exploitation d'installations pipelinières. Dans la plupart des cas, l'ONÉ s'assure que la société pipelinière est consciente de ces préoccupations et encourage la société à remédier à la situation. L'Office peut aussi recueillir de l'information complémentaire auprès de la société, inspecter la propriété et demander à la société de prendre des mesures précises pour résoudre les préoccupations exprimées, si elle ne le fait pas de son propre chef. Pendant l'année 2000, l'ONÉ a reçu 55 plaintes de propriétaires fonciers reliées à des questions de droits fonciers, d'exploitation et de construction. Bien que ce nombre soit inférieur aux 81 plaintes reçues en 1999, il faut dire qu'il y a eu moins d'activités de construction en 2000.

Pendant la dernière partie de 1999, l'ONÉ a réalisé un sondage pilote auprès des propriétaires fonciers pour mesurer leur satisfaction à l'égard de la construction de pipelines et de la remise en état des terrains. Plus de 100 propriétaires fonciers ont été interviewés au moyen de diverses techniques. Les résultats du sondage ont montré que plus de 90 % des propriétaires fonciers interrogés étaient satisfaits des travaux de construction de pipelines une fois

que le nettoyage était terminé, mais l'Office a reçu des observations utiles sur d'autres processus qui pourraient être améliorés. À partir de cette information, il a entrepris en l'an 2000 de réviser certains de ses documents d'information à l'intention du public et d'améliorer ses séances publiques d'information.

Pendant l'hiver 2000, l'ONÉ a commencé à travailler à un deuxième sondage auprès des propriétaires fonciers afin de recueillir de l'information statistique plus complète. Plus de 400 propriétaires fonciers seront sollicités pour participer à un sondage téléphonique couvrant une large gamme des intérêts de l'ONÉ. Les résultats de ce sondage sont attendus en avril 2001.



# *Un riche bassin d'expérience*

L'Office national de l'énergie est formé de huit membres à temps plein, nommés en raison de leur vaste expertise dans le domaine de l'énergie et de la politique publique. Notre équipe multidisciplinaire reflète l'éventail de perspectives et de connaissances pratiques dont l'Office a besoin pour rendre des décisions sur des projets énergétiques qui sont conformes aux intérêts des canadiens, ainsi que pour conseiller le gouvernement du Canada en matière d'énergie. Les membres cumulent une expérience diversifiée, acquise tant dans le secteur privé que dans le secteur public, qui englobe les disciplines suivantes : économie, génie, environnement, finances, droit, sciences, participation publique et sécurité.

## Kenneth W. Vollman

Natif de la Saskatchewan, M. Vollman détient une maîtrise en génie mécanique de l'université de la Saskatchewan et est membre de l'Association of Professional Engineers of Alberta. M. Vollman a consacré toute sa carrière au domaine de l'énergie. Acquérant une expérience pratique de la production gazière et pétrolière dans l'entreprise privée, il a ensuite poursuivi sa carrière à l'ONÉ où il a travaillé tour à tour dans les secteurs de l'offre et de la demande d'énergie, des pipelines, de la réglementation de l'énergie et de la gestion. Il a été nommé président en 1998, après avoir occupé les charges de membre et de vice-président.

Au cours des 30 dernières années, M. Vollman a rédigé un grand nombre d'articles et d'exposés qu'il a présentés à l'occasion de conférences nationales et internationales.

## Judith A. Snider

Originaire de l'Ontario, M^me^ Snider détient un baccalauréat en droit de l'université de Calgary et un baccalauréat ès sciences (mathématiques) de l'université Carlton. Elle est membre du barreau de l'Alberta.

M^me^ Snider était auparavant l'avocate générale de l'Office national de l'énergie, charge à laquelle ses onze ans d'expérience dans les cabinets d'avocats de Calgary Code Hunter et Macleod Dixon l'avaient bien préparée.

## Henry A. Regier

Le 8 décembre 1999, Henry A. Regier a été nommé membre temporaire de l'Office pour siéger à la commission d'examen conjoint du projet de gazoduc Canadian Millennium.

## Rowland J. Harrison

Originaire d'Australie, M. Harrison possède une maîtrise en droit de l'université de l'Alberta et est membre des barreaux de la Nouvelle-Écosse, de l'Ontario et de l'Alberta. Au fil de sa carrière, il a acquis une vaste expérience comme conseiller et chercheur dans les domaines de la réglementation de l'énergie et de la politique énergétique.

M. Harrison a été professeur de droit dans diverses universités canadiennes, où il a enseigné le droit du pétrole et du gaz, des cours avancés de droit des hydrocarbures, de droit constitutionnel et de droit administratif. Il a fait partie de la haute direction de divers organismes, dont l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, l'Institut canadien du droit des ressources, l'Institut de recherche en politiques publiques et le Dalhousie Institute of Environmental Studies. Plus récemment, il a été un associé au bureau de Calgary de Stikeman Elliott, un cabinet d'avocats canadien qui travaille au Canada et à l'étranger.

## John S. Bulger

Natif du Manitoba, Dr. Bulger a obtenu un doctorat en chimie physique de l'université York, à Toronto, et un grade supérieur en gestion de l'université McGill, à Montréal. Ses champs d'expérience englobent les approvisionnements, les opérations, la planification, la réglementation et la prestation de conseils sur les questions énergétiques.

Avant d'être nommé à l'Office, il a occupé le poste de chargé principal des questions de réglementation chez Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd., à Halifax (Nouvelle-Écosse). Antérieurement, il avait été membre de la haute direction de Gaz Métropolitain pendant près de vingt ans. Dr. Bulger a commencé sa carrière chez Du Pont Canada Ltd.

Dr. Bulger siège au comité de direction de l'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique et est membre de l'Institut de chimie du Canada.

## Jean-Paul Théorêt

Natif du Québec, M. Théorêt possède un bagage diversifié de formation et d'expérience professionnelle qui englobe les affaires, l'économie, le droit et la réglementation de l'énergie.

M. Théorêt a été commissaire à la Régie de l'énergie du Québec pendant huit ans. Élu député à l'Assemblée nationale en 1985, il y a rempli les fonctions d'adjoint parlementaire du ministre de l'Industrie, du Commerce et de la Technologie, et de vice-président de la Commission de l'économie et du travail.

M. Théorêt compte 30 ans d'expérience comme homme d'affaires, à titre de vice-président directeur d'une importante société de distribution de produits alimentaires et de propriétaire de magasins d'alimentation au Québec. Il était actif dans le réseau des gens d'affaires de Laval et il a été président de la chambre de commerce de Laval.

## Elizabeth (Liz) Quarshie

Originaire du Ghana, Mme Quarshie détient une maîtrise en génie environnemental de l'université de l'État de Washington et est membre de l'Association of Professional Engineers and Geoscientists of Saskatchewan. Elle est également vérificatrice environnementale professionnelle agréée.

Mme Quarshie cumule plus de 15 ans d'expérience dans le secteur de l'énergie, ayant détenu divers postes de cadre supérieur chez Cogema Resources Inc. et Cameco, à Saskatoon, et dirigé des programmes dans des domaines tels que la santé et sécurité au travail, l'évaluation des incidences environnementales, la conformité à la réglementation et les affaires publiques. En outre, elle a acquis dans l'industrie une solide expérience de la planification, de la conception, de l'élaboration, de la mise en oeuvre, de la surveillance et de la désaffectation de projets.

Mme Quarshie possède également de l'expérience dans les domaines suivants : radioprotection, lutte antiémissions, gestion des déchets solides et dangereux, traitement de l'eau et des eaux usées, recherche et évaluation, systèmes de gestion environnementale, vérification et développement communautaire.

## Deborah W. Emes

Native de la Saskatchewan, Mme Emes détient une maîtrise en économie de l'université de Calgary et est analyste financière agréée. Elle possède une expertise pratique et théorique de la prestation de conseils dans les domaines de la réglementation, de l'économie et des marchés.

Mme Emes a occupé divers postes dans les secteurs privé et public, dont celui de gestionnaire des services stratégiques auprès de la British Columbia Utilities Commission. En outre, elle a offert des séminaires sur la conception des droits et le coût du capital pour le compte de l'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique.

## Carmen L. Dybwad

Originaire de la Saskatchewan, Dr. Dybwad détient un doctorat de l'université de Waterloo en planification régionale et exploitation des ressources. Elle possède une formation en économie ainsi qu'une expertise, pratique et théorique dans les domaines de la participation publique, du développement des ressources et de l'électricité.

Dr. Dybwad a occupé plusieurs postes auprès du gouvernement de la Saskatchewan et de la Saskatchewan Power Corporation, y compris celui de gestionnaire en politique et planification environnementales. Plus récemment, elle était professeure adjointe à l'université de Regina où elle a donné des cours en économie environnementale, en développement durable et en administration publique.

# *Supplément I*

## Le mandat de l'Office

L'Office national de l'énergie est un tribunal de réglementation fédéral indépendant qui a été créé en 1959. Il rend compte au Parlement par l'intermédiaire du ministre de Ressources naturelles Canada (le Ministre). L'Office est un tribunal d'archive qui détient tous les pouvoirs conférés à un tribunal supérieur en ce qui a trait à la comparution aux audiences, à l'assermentation des témoins et à leur interrogatoire, à la production et à l'inspection de documents ainsi qu'à l'application de ses ordonnances. À la fin de 2000, l'ONÉ comptait huit membres permanents (il pourrait en nommer un maximum de neuf) nommés pour un mandat de sept ans.

En vertu des pouvoirs de réglementation que lui confère la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ), l'Office autorise la construction et l'exploitation des oléoducs, gazoducs et productoducs interprovinciaux et internationaux; la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité et de certaines lignes interprovinciales qui sont désignées de ressort fédéral; l'établissement des droits et des tarifs des compagnies pipelinières qui relèvent de sa compétence; l'exportation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, et l'importation de gaz naturel. En vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) et de certaines dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH), l'Office est aussi habilité à réglementer les activités d'exploration et de production du pétrole et du gaz dans les régions pionnières qui ne sont pas régies par des accords conjoints fédéraux-provinciaux.

Le mandat de l'Office consiste aussi à fournir des conseils techniques spécialisés à l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, à l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, à Ressources naturelles Canada et au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

En vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE), l'Office est chargé de réaliser des évaluations environnementales de la planification, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et de la cessation d'exploitation des projets énergétiques de son ressort. Suivant la Loi sur l'ONÉ et la LOPC, les activités de l'Office en matière d'environnement comprennent trois volets distincts : évaluation des impacts environnementaux éventuels des projets; surveillance et application des conditions rattachées à l'autorisation des projets; surveillance permanente des activités d'exploitation.

L'Office est responsable du fonctionnement sécuritaire des pipelines relevant de sa compétence et les inspecteurs de l'Office sont aussi nommés à titre d'agents de sécurité aux fins de l'application de la partie II du *Code canadien du travail*.

L'Office conseille le Ministre, sur demande, sur les questions touchant son champ de compétences à titre d'organisme de réglementation. La *Loi sur le pipe-line du Nord* (LPN) et la *Loi sur l'administration de l'énergie* (LAÉ) confèrent à l'Office des attributions précises. On trouvera ci-après une liste des lois, règlements, règles et lignes directrices en vertu desquels l'Office exerce ses activités ou assume des responsabilités.

## Lois

*Loi sur l'Office national de l'énergie*
*Code canadien du travail, partie II*
*Loi sur les opérations pétrolières au Canada*
*Loi fédérale sur les hydrocarbures*
*Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*
*Loi sur l'administration de l'énergie*
*Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*, ch. 25
*Loi sur le pipe-line du Nord*

## Règlements et autres dispositions aux termes de la Loi sur l'ONÉ

*Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs*
*Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le pétrole et le gaz (partie VI de la Loi),*
*Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie*
*Règlement de l'Office national de l'énergie concernant l'électricité*
*Règlement de l'Office national de l'énergie sur les rapports relatifs aux exportations et importations*
Ordonnance n° MO-62-69 de l'Office national de l'énergie, C.R.C., Vol. XI, ch. 1055
*Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, Partie I*
*Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, Partie II*
Ordonnance générale n° 1 relative aux conditions générales concernant les croisements par des pipelines (14 décembre 1978)
Ordonnance générale n° 2 relative aux conditions générales concernant les croisements de pipelines (14 décembre 1978)
Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie, 1995
*Règlement de l'Office national de l'énergie sur la signification*

*Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs, C.R.C., Vol. XI*, ch. 1058

*Règlement concernant la qualification des produits pétroliers*

*Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*

Règles de 1986 sur la procédure des comités d'arbitrage sur les pipe-lines

*Règlement sur les croisements de lignes de transport d'électricité*

Proclamation étendant au pétrole l'application de la Partie VI de la Loi (7 mai 1970)

*Règlement sur les renseignements relatifs aux droits*

Projet de simplification des demandes en vertu de l'article 58 - Ordonnance XG/XO-100-2000

## Directives, lignes directrices et protocoles aux termes de la Loi sur l'ONE

Conformité aux exigences touchant les renseignements sur l'environnement, prescrites par les Directives concernant les exigences de dépôt de l'Office (23 décembre 1997)

Renseignements sur l'approvisionnement en gaz à déposer aux termes du *Règlement concernant le pétrole et le gaz (partie VI)* (16 mai 1997)

Procédures de dépôt des demandes d'ordonnance de droit d'accès présentées aux termes de l'article 104 (27 octobre 1999)

Politique de vérification au titre de la réglementation financière de l'Office national de l'énergie (23 février 1999)

Notes d'orientation liées au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (7 septembre 1999)

Directives concernant les exigences de dépôt (22 février 1995)

Directives sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs (23 août 1994)

Lignes directrices relatives aux renseignements environnementaux à produire par les demandeurs pour l'autorisation de construire et d'exploiter des usines de traitement de gaz et de chevauchement, des usines et des terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL), et des usines et des terminaux de liquides de gaz naturel (LGN), de gaz de propane liquéfié (GPL) et de butanes, aux termes de la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (26 juin 1986)

Directives concernant la mise en application de la politique canadienne de l'électricité de septembre 1988 (révisées le 26 août 1998)

Directives - Mise en application de la méthode de l'accès équitable au marché aux fins de l'octroi de licences d'exportation à long terme de pétrole brut et d'équivalents (17 décembre 1997)

Protocole sur la réglementation des sociétés du groupe 2 (6 décembre 1995)

Protocole sur la conservation des registres comptables des société du groupe 1 selon les Règlements de normalisation de la comptabilité des gazoducs et des oléoducs (30 novembre 1994)

Mesures de rendement déposées dans le cas des rapports de surveillance trimestriels à la fin de l'année (26 janvier 1996)

## Dispositions aux termes de la LOPC

*Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada*

*Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada*

*Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*

*Règlement sur les travaux géophysiques relatifs au pétrole et au gaz au Canada*

*Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada*

*Règlement sur les opérations sur le pétrole et le gaz du Canada*

*Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada*

*Règlement sur la responsabilité en matière d'écoulements ou de débris relatifs au pétrole et au gaz*

## Dispositions aux termes de la LFH

*Règlement sur les redevances relatives aux hydrocarbures provenant des terres domaniales*

*Règlement sur l'enregistrement des titres relatifs aux terres domaniales*

## Dispositions aux termes de la LCÉE

*Règlement sur la liste d'étude approfondie*

*Règlement sur la liste d'exclusion*

*Règlement déterminant des autorités fédérales*

*Règlement sur la liste d'inclusion*

*Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires désignées*

*Règlement sur le processus d'évaluation environnementale des projets à réaliser à l'extérieur du Canada*

*Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale*

Guide de préparation d'une étude approfondie à l'intention des promoteurs et des autorités responsables (juin 1997)

## Dispositions aux termes du Code canadien du travail

*Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)*
*Oil and Gas Occupational Safety and Health Guidance Notes (April 1992)* [Notes d'orientation sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz) (avril 1992)]
*Règlement sur les comités de sécurité et de santé et les représentants*
*Règlement canadien sur la sécurité et la santé au travail*

## Dispositions aux termes de la Loi sur la GRVM

*Règlement sur la liste d'exemption*
*Règlement sur l'utilisation des terres de la vallée du Mackenzie*
*Règlement sur l'exigence d'un examen préalable*
Environmental Impact Assessment in the Mackenzie Valley: Interim Guidelines [Évaluation des répercussions environnementales dans la vallée du Mackenzie : directives provisoires]

## Dispositions aux termes de la *Loi sur le pipe-line du Nord*

*Règlement sur l'avis d'opposition du pipe-line du Nord*
Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le nord de la Colombie-Britannique
Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord en Alberta
Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line en Saskatchewan
Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le sud de la Colombie-Britannique
Modalités socio-économiques et écologiques régissant le tronçon du pipe-line du Nord longeant la rivière Swift en Colombie-Britannique
Décret chargeant le ministre du Commerce extérieur comme ministre responsable de l'application de la Loi
Transfert des fonctions, uniquement pour les fins du pipe-line, de certains ministres en vertu de certaines Lois au membre du Conseil privé pour le Canada désigné comme ministre aux fins de la Loi
Transfert des fonctions, uniquement pour les fins du pipe-line, de l'Office national de l'énergie aux termes des parties I, II, et III du *Règlement sur les gazoducs* au ministre désigné aux fins de la Loi
Décret sur le transfert de pouvoirs et de fonctions relativement aux terres mises en réserve pour le parc national de Kluane
Décret sur le transfert de pouvoirs et de fonctions relativement aux terres territoriales

## Dispositions aux termes de la Loi sur les terres territoriales

*Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada*

## Directives touchant les régions pionnières

Notes à l'intention du demandeur - Demandes de déclaration de découverte importante et de déclaration de découverte exploitable (janvier 1997)

Guidance Notes for the Canada Oil and Gas Drilling Regulations [Notes d'orientation liées au *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*]

Guidance Notes for the Canada Oil and Gas Diving Regulations [Note d'orientation concernant le *Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada*]

Directives concernant les programmes relatifs à l'environnement physique réalisés pendant les activités de forage pétrolier et de production des terres pionnières (avril 1994)

Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers (septembre 1996)

# *Supplément II*

## COMPAGNIES RELEVANT DE LA COMPÉTENCE DE L'ONÉ

Ci-dessous se trouve la liste des compagnies pipelinières et des services d'électricité, relevant de la compétence de l'Office, qui possèdent et (ou) exploitent des pipelines interprovinciaux ou internationaux ou des lignes de transport d'électricité interprovinciales ou internationales. Les compagnies pipelinières sont réparties en deux groupes. Le groupe 1 comprend les grandes compagnies de gazoduc et d'oléoduc qui font l'objet d'une vérification régulière de la part de l'Office. Le groupe 2 englobe toutes les autres compagnies pipelinières relevant de la compétence de l'Office.

On distingue trois catégories de compagnies aux fins du recouvrement des frais : les compagnies de grande taille, les compagnies de taille moyenne et les compagnies de petite importance. Le classement des compagnies est basé sur la taille, le débit et le coût du service.

### Groupe 1 Gazoducs

Alliance Pipeline Ltd.
Foothills Pipe Lines Ltd.
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
TransCanada PipeLines Limited
TransCanada PipeLines Limited, B.C. System
Westcoast Energy Inc.

### Groupe 1 Oléoducs (pétrole et produits pétroliers)

Cochin Pipe Lines Ltd.
Enbridge Pipelines (NW) Inc.
Enbridge Pipelines Inc.
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
Trans-Northern Pipelines Inc.

### Groupe 2 Gazoducs

AEC Suffield Gas Pipeline Inc.
AltaGas Transmission Inc.
Amber Energy Inc.
ANG Gathering & Processing Ltd.
Canadian-Montana Pipe Line Company
Canadian Natural Resources Ltd.
Centra Transmission Holdings Inc.

Chief Mountain Gas Co-op Ltd.
Crowsnest Pipeline Project
CXY Energy Marketing
Enbridge Consumers' Gas Limited
Encal Energy Ltd.
Ethane Shippers Joint Venture
Fletcher Challenge Energy Canada Inc.
Forty Miles Gas Co-op Ltd.
Huntingdon International Pipeline Corporation
Husky Energy Inc.
ISH Energy Ltd.
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
Mid-Continent Pipelines Limited
Minell Pipeline Ltd.
Mobil Oil Canada Ltd.
Murphy Canada Exploration Ltd.
Niagara Gas Transmission Limited
Northstar Energy Corporation
Novacor Chemicals (Canada) Ltd.
Olympia Energy Inc.
Paramount Resources
Peace River Transmission Company Limited
Penn West Petroleum Ltd.
Petrorep Resources Ltd.
Pioneer Natural Resources Canada Inc.
Portal Municipal Gas Company Canada Inc.
Quest Oil and Gas Ltd.
Ricks Nova Scotia Co.
Sable Offshore Energy Incorporated
Samsom Canada Ltd.
St. Clair Pipelines Ltd.
Star Oil & Gas Ltd.
Suprex Energy Corporation
Union Gas Limited
Vector Pipeline Limited Partnership
Williams Energy (Canada) Inc.
167496 Canada Ltd.
177293 Canada Ltd.

## Groupe 2 Oléoducs (pétrole et produits pétroliers)

Aurora Pipe Line Company
Canadian Midstream Pipeline Limited Partnership
Conoco Canada Ltd.
Duke Energy Midstream Services
Enbridge Pipelines (Westspur) Inc.
Express Pipeline Ltd.
Federated Pipe Lines (Northern) Ltd.
Genesis Pipeline Canada Ltd.

Gibson Petroleum
Husky Border Pipelines Ltd.
Husky Oil Operations Ltd.
Manito Pipelines Ltd.
Montreal Pipeline Limited
Murphy Oil Company Ltd.
Pétrolière Impériale Ressources Limitée
Pipestone Pipelines Ltd.
Pouce Coupé Pipe Line Ltd.
Rigel Oil and Gas Ltd.
SCL Québec Pipeline Inc.
SCL Pipeline Inc.
Sun-Canadian Pipe Line Company Limited
Wascana Pipe Line Ltd.
Yukon Pipelines Limited

## Productoducs

E.B. Eddy Forest Products Ltd.
Fraser Incorporated
Genesis Pipeline Canada Ltd.
Penn West Petroleum Ltd.
Souris Valley Pipeline Limited
Stone Consolidated Corporation

## Services d'électricité et autres compagnies

British Columbia Hydro and Power Authority
Canadian Niagara Power Inc.
The Canadian Transit Company
Cominco Ltd.
Cornwall Electric
The Detroit and Windsor Subway Company
Fermes (y compris bungalows et charges isolées)
Fraser Paper Inc. (Canada)
Hydro-Manitoba
Hydro-Québec
Hydro One Networks Inc.
Lac La Croix Power Authority
Maine and New Brunswick Electrical Power Co.
Ontario Power Generation Inc.
PDI Canada Inc.
Roseau Electric Cooperative Inc.
Saskatchewan Power Corporation
Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick
St. Clair Tunnel Company
Stone-Consolidated Corporation
West Kootenay Power Ltd.

# *Supplément III*

## DOCUMENTS

### Bulletins d'information

L'Office publie des bulletins d'information sur les sujets suivants :

1. Procédures d'approbation du tracé d'un pipeline
2. Le processus d'audience publique
3. Procédure pour les requêtes sans audience
4. Comment participer à une audience publique
5. Les publications de l'Office
6. Transport, droits et tarifs
7. La bibliothèque de l'Office national de l'énergie
8. Électricité
9. Protection de l'environnement
10. Droits et tarifs pipeliniers : Compendium de termes
11. Le Bureau d'information sur les terres domaniales
12. La sécurité pipelinière

La réglementation des pipelines : Aperçu pour les propriétaires et les locataires

## PRINCIPAUX DOCUMENTS PUBLIÉS EN 2000

### Installations pipelinières

Shiha Energy Transmission Ltd.
Demande aux termes de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ concernant le projet de gazoduc Liard
Motifs de décision, janvier 2000

Pipestone Pipelines Ltd.
Exploitation d'installations pipelinières, OHW-1-99
Motifs de décision, février 2000

AEC Suffield Gas Pipeline Inc.
Gazoduc North Suffield, GH-2-2000
Motifs de décision, août 2000

Ricks Nova Scotia Co.
Projet de gazoduc Ladyfern, GH-3-2000
Motifs de décision, 20 décembre 2000

Trans-Northern Pipelines Inc.
Suspension des services sur le latéral Don Valley, MH-3-2000
Motifs de décision, novembre 2000

## Droits et tarifs

TransCanada PipeLines Limited
Modification du Tarif touchant le transport interruptible et le transport garanti à court terme, RH-1-99
Motifs de décision, avril 2000

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
Droits, RH-1-2000
Motifs de décision, août 2000

Taux de rendement du capital-actions ordinaire (RCO) fixé pour 2001
Lettre de décision, 8 décembre 2000

## Exportations de gaz

Husky Oil Operations Limited
Modification de la licence GL-114, GHW-1-2000
Lettre de décision, avril 2000

## Électricité

Canadian Niagara Power Company Limited
Permis d'exportation d'électricité
Lettre de décision, 17 février 2000

Engage Energy US, L.P.
Permis d'exportation d'électricité
Lettre de décision, 17 février 2000

Entergy Power Marketing Corp.
Permis d'exportation d'électricité
Lettre de décision, 9 mars 2000

Sempra Energy Trading Corp.
Permis d'exportation d'électricité
Lettre de décision, 25 mai 2000

Columbia Power Corporation
Permis d'exportation d'électricité
Lettre de décision, 2 juin 2000

CMS Marketing, Services and Trading Company
Permis d'exportation d'électricité
Lettre de décision, 29 juin 2000

Candela Energy Corporation
Permis d'exportation d'électricité
Lettre de décision, 31 août 2000

Idaho Power Company
Permis d'exportation d'électricité
Lettre de décision, 31 août 2000

TransAlta Energy Marketing Corp.
Permis d'exportation d'électricité
Lettre de décision, 19 octobre 2000

## Autres documents

Bulletins *Activités de réglementation* - 1er avril (comprenant janvier, février et mars 2000), avril, mai, juin, juillet, août, septembre, octobre, novembre et décembre 2000

Travaux d'excavation et de construction à proximité de pipelines - Mise à jour, janvier 2000

Office national de l'énergie, *Rapport annuel de 1999*, avril 2000

Protocole d'entente sur le processus d'évaluation du projet de gazoduc Georgia Straight, signé par l'Office national de l'énergie, Pêches et Océans Canada et l'Environment Assessment Office de la Colombie-Britannique, mai 2000

Quarante ans dans l'intérêt public : Histoire de l'Office national de l'énergie, juin 2000

Rapport publié conjointement par l'Office national de l'énergie, la Oil and Gas Commission of British Columbia et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, intitulé *Analyse du rendement des puits de gaz horizontaux de la Colombie-Britannique*

Rapport intitulé Évaluation des ressources gazières du Nord-Est de la Colombie-Britannique 1992 - 1997, octobre 2000

Les sables bitumineux du Canada : Perspectives de l'offre et du marché jusqu'en 2015, Évaluation du marché de l'énergie, octobre 2000

Le marché du gaz naturel au Canada : Dynamique et prix
Évaluation du marché de l'énergie, novembre 2000

Protocole d'entente entre l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie et l'Office national de l'énergie, décembre 2000

Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2000 - 2002

Évaluation du marché de l'énergie, décembre 2000

Office national de l'énergie - Budget des dépenses 2000-2001
Partie III - Rapport sur les plans et les priorités

Politique environnementale de l'ONÉ et Programme de gestion environnementale, septembre 2000

# *Supplément IV*

## INSTANCES

1. **L'Industrial Cape Breton Community Alliance Group on the Sable Gas Project (l'Alliance) c. Sable Offshore Energy Project et autre (Demande datée du 25 novembre 1997)**

***Division de première instance de la Cour fédérale***

***Cour d'appel fédérale***

L'Alliance a déposé des requêtes auprès de la Division de première instance et de la Division d'appel de la Cour fédérale pour demander la révision judiciaire du Rapport de la Commission d'examen public conjoint, daté du 27 octobre 1997, et du Rapport du Commissaire de l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, daté du 27 octobre 1997. L'Alliance demandait l'annulation des rapports et leur renvoi à la Commission d'examen conjoint et au Commissaire pour que ceux-ci enjoignent Sable Offshore Energy Project de déposer une étude des répercussions socio-économiques, comprenant une analyse coûts-avantages et un examen des conséquences du projet sur l'environnement du Cap-Breton. Les procédures ont été jointes sous la juridiction de la Division de première instance de la Cour fédérale, qui a entendu les requêtes en mai 1999, à Halifax.

Décision : Le 17 octobre 2000, la Division de première instance de la Cour fédérale a rejeté la requête en révision.

2. **British Columbia Wildlife Federation et The Steelhead Society of British Columbia (BC Wildlife et autre) c. British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro) (Demande datée du 6 janvier 1999)**

***Cour d'appel fédérale***

BC Wildlife et autre ont demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel d'une décision de l'Office visant à délivrer à BC Hydro un permis d'exportation qui l'autorisait à contracter certains arrangements pour l'exportation d'électricité. La Cour a autorisé l'appel et un avis d'appel a été signifié à l'Office le 19 mai 1999.

Le 2 septembre 1999, la Cour d'appel fédérale a ordonné que cet appel soit joint à celui de la Première nation des Chipewyan d'Athabasca (voir ci-dessous).

Décision : L'appel a été inscrit pour audition le 14 février 2001.

### 3. Première nation des Chipewyan d'Athabasca c. British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro)

*Cour d'appel fédérale*

La Première nation des Chipewyan d'Athabasca a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel d'une décision de l'Office, datée du 6 janvier 1999, visant à délivrer à BC Hydro un permis d'exportation qui l'autorisait à contracter des arrangements aux fins de l'exportation d'électricité. La Cour a autorisé l'appel et un avis d'appel a été signifié à l'Office le 1er juin 1999.

Décision : L'appel a été inscrit pour audition le 14 février 2001.

### 4. Canadian Forest Oil Limited (Canadian Forest) c. Chevron Canada Resources et Ranger Oil Limited (Chevron et autre)

*Cour d'appel fédérale*

Le 24 janvier 2000, Canadian Forest a déposé une requête en révision auprès de la Cour d'appel fédérale concernant une déclaration de découverte exploitable (DDE) que l'Office a délivrée à Chevron et autre, le 5 janvier 2000, à l'égard du puits de gaz Fort Liard K-29. Par cette requête, Canadian Forest cherche à faire annuler la décision de l'Office aux motifs qu'il a enfreint les règles de justice naturelle et d'équité procédurale en délivrant la DDE avant la fin du délai de 30 jours prescrit par la *Loi sur l'Office nationale de l'énergie* et en omettant d'inclure Canadian Forest dans la liste des parties directement touchées. Canadian Forest demande également la prise de mesures provisoires pour empêcher l'Office de délivrer d'autres permis ou approbations liés à la mise en valeur de la région visée par la DDE.

En février 2000, l'Office a déposé auprès de la Cour les parties publiques du dossier. Canadian Forest a demandé que l'Office dépose également la demande et les renseignements techniques de Chevron. L'Office s'est opposé au dépôt de cette information comme partie intégrante du dossier. Le 9 juin 2000, la Cour a entendu une requête interlocutoire concernant l'opposition de l'Office. Le 16 juin 2000, elle a ordonné que les renseignements en la possession de l'Office soient déposés dans le cadre du dossier, à moins que Chevron puisse obtenir une ordonnance aux termes des *Règles de la Cour fédérale* établissant que l'information en question était confidentielle. Le 18 octobre 2000, la Cour a rendu une ordonnance en matière de confidentialité dans laquelle elle a donné des instructions précises aux parties.

Décision : Au 31 décembre 2000, l'affaire n'avait pas encore été inscrite pour audition.

### 5. Ministère de l'énergie de l'Alberta (MÉA) - Northstar Energy Corporation (NEC)

*Cour d'appel fédérale*

Le 25 mai 1998, le MÉA avait demandé l'autorisation d'interjeter appel d'une décision de l'Office, datée du 24 avril 1998, visant à rejeter une motion qu'elle avait présentée et dans laquelle elle contestait la compétence de l'Office pour instruire la demande de NEC concernant la construction d'un pipeline. Cette contestation avait pour motif que la demande de NEC portait sur un ouvrage et une entreprise d'envergure locale, plutôt qu'un ouvrage et une entreprise de caractère interprovincial. Le MÉA avait aussi demandé que l'Office sursoie à l'exécution de sa décision GH-1-98, demande que l'Office a rejetée le 4 juin 1998. Suite à ce refus, le MÉA a demandé à la Cour d'appel fédérale d'autorisation d'interjeter appel de la décision datée du 24 avril 1998 de l'Office.

Le 22 septembre 1998, la Cour d'appel fédérale a autorisé le MÉA à interjeter appel et a suspendu l'exécution de la décision GH-1-98 de l'Office. La Cour a joint les deux demandes par décret le 22 septembre 1998. Le 20 novembre 1998, le MÉA a déposé deux avis d'appel, l'un pour interjeter appel du jugement, et l'autre pour interjeter appel de la décision de l'Office. Les deux appels ont été joints.

Décision : Le 31 janvier 2000, la Cour a abrogé l'ordonnance de sursis. En février 2000, le MÉA a déposé un avis de désistement.

### 6. Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. et Maritimes & Northeast Pipeline Partnership c. Union of Nova Scotia Indians, Confederacy of Mainland Micmacs et Assembly of Nova Scotia Mi'kmaq Chiefs (UNS)

*Cour suprême du Canada*

La Cour d'appel fédérale a rendu une décision interlocutoire le 22 février 1999 établissant que l'UNS n'avait pas qualité pour demander l'autorisation d'interjeter appel aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* parce qu'elle n'avait pas été partie à l'instance initiale. En avril 1999, l'UNS a demandé à la Cour suprême du Canada l'autorisation d'interjeter appel de ce jugement.

Décision : La Cour a rejeté la demande le 17 février 2000.

7. **Rocky Mountain Ecosystem Coalition (RMEC) c. l'Office national de l'énergie (ONÉ), le procureur général du Canada, représentant le ministre de l'Agriculture, le ministre des Pêches et des Océans, le ministre des Ressources naturelles et la ministre de l'Environnement, et Alliance Pipeline Ltd.**

***Division de première instance de la Cour fédérale***

Deux requêtes en révision ayant trait au projet de pipeline d'Alliance ont été signifiées à l'Office national de l'énergie le 11 janvier 1999. La requête contre les autorités ministérielles responsables a été rayée le 3 août 1999.

Décision : Le 7 janvier 2000, la Division de première instance de la Cour fédérale a émis une directive portant que, suite à l'abandon de la motion par RMEC, la requête en révision avait été rayée.

8. **Geophysical Services Incorporated c. le président de l'Office national de l'énergie et le Commissaire à l'information du Canada**

***Division de première instance de la Cour fédérale***

En novembre 2000, une requête en révision a été signifiée à l'Office à la suite du refus qu'il a opposé à une demande d'accès à l'information. Dans la requête en révision, le requérant soutenait que l'Office avait conclu à tort qu'on pouvait raisonnablement s'attendre à ce que la communication des renseignements demandés occasionne des pertes financières importantes ou porte atteinte à la position concurrentielle d'un tiers.

Décision : Au 31 décembre 2000, l'affaire n'avait pas encore été inscrite pour audition.

9. **Paul Vincent Dyke - Décision rendue à l'audience sur le tracé détaillé du pipeline d'Alliance**

***Révision par l'ONÉ***

Le 23 mars 2000, l'Office a rejeté une demande de M. Paul Vincent Dyke, datée du 29 janvier 2000, l'enjoignant de réviser la décision qu'il avait rendue dans le cadre de l'audience sur le tracé détaillé du projet de pipeline d'Alliance. L'Office a conclu que le requérant n'avait produit aucune preuve de nature à mettre en doute le bien-fondé de cette décision.

## 10. Androscoggin Energy LLC (Androscoggin) - Entente d'achat de gaz de remplacement et modification de la licence d'exportation de gaz naturel GL-283

***Révision par l'ONÉ***

Le 29 septembre 1999, Androscoggin a demandé à l'Office d'approuver une entente d'achat de gaz de remplacement et de modifier la licence d'exportation de gaz naturel GL-283. Le 20 octobre 1999, l'Office a demandé un complément d'information à Androscoggin, y compris des renseignements sur les approvisionnements en gaz de Duke Energy Marketing Limited Partnership (DEMPL). Les réponses définitives reçues d'Androscoggin et de DEMPL, en date du 27 et du 25 janvier 2000, respectivement, ne fournissaient pas les renseignements que l'Office souhaitait obtenir au sujet de l'approvisionnement. Le 23 février 2000, Androscoggin a demandé que l'Office sursoie à la mise en oeuvre de sa décision et lui donne la possibilité de répondre aux exigences de l'Office concernant la nouvelle source d'approvisionnement en gaz provenant de DEMPL, de sorte que la licence GL-283 n'ait pas à être modifiée par l'Office.

Le 6 mars 2000, l'Office a décidé de suspendre la mise en oeuvre de sa décision en attendant qu'Androscoggin dépose de nouveaux renseignements. Le 13 mars 2000, Androscoggin a sollicité la révision de la décision du 10 février 2000 de l'Office, visant à rejeter sa demande en vue de l'approbation d'une entente d'achat de gaz de remplacement et la modification de la licence d'exportation de gaz naturel GL-283.

Le 20 avril 2000, l'Office a décidé de réviser sa décision du 10 février 2000. Après examen des renseignements sur l'approvisionnement déposés par Androscoggin, l'Office a décidé d'approuver le contrat de remplacement conclu avec DEMLP et d'autoriser la modification de la licence GL-283.

# *Supplément V*

## Coopération avec d'autres organismes

L'Office national de l'énergie coopère avec d'autres organismes afin de réduire les chevauchements en matière de réglementation et de fournir des services plus efficaces.

### Administration du pipe-line du Nord (APN)

L'Office assure une aide technique et administrative à l'APN, qui assume la responsabilité première, en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, de surveiller la planification et la construction du tronçon canadien du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska, projet réalisé par Foothills Pipe Lines Ltd. Le président de l'Office, M. Kenneth W. Vollman, agit en qualité de directeur et de fonctionnaire désigné de cet organisme.

### Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACÉE)

L'ONÉ a participé activement à la revue quinquennale du programme de l'ACÉE. Au cours de l'année, il a aussi travaillé avec l'ACÉE dans le cadre d'un groupe d'étude fédéral sur les régions nordiques. Les deux organismes ont formé une commission conjointe en prévision de l'examen d'une demande de réglementation à venir.

### Alberta Energy and Utilities Board (EUB)

L'ONÉ a signé un protocole d'entente avec l'EUB sur l'intervention d'urgence en cas d'incident pipelinier. Le protocole décrit l'aide mutuelle qui peut être offerte en cas d'accident pipelinier en Alberta et prévoit l'intervention plus rapide et plus efficace des deux organismes.

L'ONÉ et l'EUB ont tenu leur engagement d'exploiter une base de données commune sur les réserves de pétrole et de gaz qui se trouvent en Alberta. Les deux organismes cherchent de meilleurs moyens de tenir à jour les estimations des réserves et explorent d'autres possibilités de coopération.

### Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique (CAMPUT)

En 2000, les membres et le personnel de l'Office ont joué un rôle de premier plan dans le cadre des conférences organisées par CAMPUT, y compris le Forum mondial 2000 sur la réglementation de l'énergie tenu en mai 2000, tant à titre d'organisateurs que de

conférenciers. Ils ont aussi siégé au comité exécutif de l'Association, pour promouvoir la sensibilisation et la formation des membres et du personnel des tribunaux d'utilité publique.

### Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST)

L'ONÉ assume la responsabilité exclusive de la réglementation de la sécurité des oléoducs et des gazoducs de ressort fédéral, mais pour les enquêtes sur les accidents liés aux pipelines, il oeuvre de concert avec le BST. Les rôles et attributions de chaque organisme sont décrits dans un protocole d'entente.

### Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO)

L'Office poursuit l'élaboration du Système de dépôt électronique des demandes relatives à la réglementation de concert avec la CÉO et des participants importants parmi les entreprises réglementées. Ce projet conjoint garantira que tous les participants aux processus de réglementation des deux organismes suivront une démarche uniforme pour ce qui concerne le dépôt électronique et la récupération des documents ayant trait à la réglementation.

### Développement des ressources humaines Canada (DRHC)

L'ONÉ a signé un protocole d'entente avec DRHC aux fins de l'application du *Code canadien du travail* dans le cas des activités et des installations qui sont du ressort de l'ONÉ et de la coordination des responsabilités en matière de sécurité aux termes de la LOPC et de la Loi sur l'ONÉ.

### Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique (MÉM)

L'ONÉ et le MÉM ont tenu leur engagement d'exploiter une base de données commune sur les réserves de pétrole et de gaz qui se trouvent en Colombie-Britannique. Les deux organismes cherchent de meilleurs moyens de tenir à jour les estimations des réserves et explorent d'autres possibilités de coopération.

### Ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan (MÉM)

L'ONÉ et le MÉM ont travaillé de concert sur des questions liées aux ressources, mais aucune entente officielle n'a encore été signée.

## Ministère de l'Expansion économique du Territoire du Yukon (MEÉ)

L'ONÉ continue de travailler avec les représentants du gouvernement du Yukon afin de faciliter le transfert des responsabilités en matière de réglementation du pétrole et du gaz, conformément à l'Entente de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Yukon. Il fournit des conseils techniques spécialisés au MEÉ.

## National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)

Les membres de l'ONÉ participent régulièrement aux réunions de la National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) aux États-Unis, notamment pour examiner les faits nouveaux sur le marché du gaz américain qui pourraient influer sur le commerce transfrontière du gaz naturel.

## Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE) et Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE)

Les présidents respectifs de l'ONÉ, de l'OCTHE et de l'OCNHE, ainsi que des hauts fonctionnaires des ministères de l'Énergie de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse et de RNCan, forment le Conseil d'harmonisation. Les membres du Conseil examinent et tranchent les questions horizontales qui intéressent leurs organisations respectives afin d'assurer la collaboration et l'harmonisation des démarches à l'échelle du Canada dans le domaine de l'exploration et de la production de gaz et de pétrole. Le personnel de l'ONÉ, de l'OCTHE et de l'OCNHE collabore également à l'examen, la mise à jour et la modification des règlements et lignes directrices régissant les activités gazières et pétrolières menées sur les terres visées par les Accords.

En outre, le personnel de l'ONÉ fournit une expertise technique à RNCan, à l'OCTHE et à l'OCNHE à l'égard de questions techniques d'intérêt mutuel, comme l'évaluation des réservoirs, la santé et la sécurité professionnelles, les opérations de plongée et les travaux de forage et de production.

## Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie (OEREVM)

À la fin de l'exercice 2000, l'ONÉ et l'OEREVM ont signé un protocole d'entente qui établissait un cadre de coopération entre les deux organismes aux fins de l'évaluation des incidences environnementales de projets menés dans la vallée du Mackenzie. Le personnel de l'ONÉ collabore activement avec d'autres

ministères fédéraux et les organismes de réglementation dans les Territoires du Nord-Ouest et le Yukon afin de cerner les besoins de réglementation à venir et les processus nécessaires pour y répondre.

## Ressources naturelles Canada (RNCan)

En 1996, l'Office a signé un protocole d'entente avec RNCan afin de réduire les chevauchements et de renforcer la coopération. Ce protocole d'entente porte sur des points comme la collecte des données, l'amélioration des modèles énergétiques et les études spéciales. Le protocole a été reconduit avec de légères modifications en janvier 2000.

# *Supplément VI*

## Liste des annexes

Les rapports statistiques suivants ont été publiés séparément à titre d'Annexes au rapport annuel. On peut en consulter la version électronique sur le site Web de l'Office ou se procurer un exemplaire de la version imprimée auprès du Bureau des publications ou com-poser le (403) 299-3562 ou le 1-800-899-1265, nous envoyer un fax au (403) 292-5503 ou visiter notre site Web (www.neb.gc.ca).

## Annexe A

A1 Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents
A2 Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume - au 31 décembre 1999
A3 Offre et utilisation de gaz naturel
A4 Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable - au 31 décembre 1999
A5 Offre et utilisation de liquides de gaz naturel
A6 Travaux géophysiques
A7 Dépenses d'exploration et de mise en valeur
A8 Ventes de droits d'exploration dans l'Ouest du Canada
A9 Ventes de droits d'exploration dans les régions pionnières
A10 Production et utilisation d'électricité

## Annexe B

B1 Certificats délivrés en 2000 pour la construction d'installations d'oléoduc, y compris des pipelines de plus de 40 kilomètres de longueur
B2 Ordonnances délivrées en 2000 pour la construction d'installations d'oléoduc, y compris des pipelines ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur
B3 Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1999 et 2000
B4 Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens, 1996 à 2000
B5 Exportations de produits pétroliers par mois - 2000
B6 Exportations de produits pétroliers par compagnie - 1999 et 2000

## ANNEXE C


C1 Certificats délivrés en 2000 pour la construction de nouvelles installations de gazoduc de plus de 40 kilomètres de longueur

C2 Ordonnances délivrées en 2000 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

C3 Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 2000

C4 Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 2000

C5 Exportations de gaz naturel par point d'exportation, 1996 à 2000

C6 Exportations totales nettes de propane et de butanes, 1999 et 2000


## ANNEXE D


D1 Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 ayant conclu des règlements pluriannuels avec droits incitatifs

D2 Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 dont les droits sont calculés en fonction du coût du service

D3 Renseignements financiers - Compagnies (gazoducs) du groupe 1


## ANNEXE E


E1 Certificats et permis délivrés en 2000 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité

E2 Ordonnances modificatrices délivrées en 2000 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité

E3 Ordonnances de révocation rendues en 2000 à l'égard de lignes internationales de transport d'électricité

E4 Licences délivrées en 2000 relativement à l'exportation d'électricité

E5 Permis et ordonnances délivrés en 2000 relativement à l'exportation d'électricité

E6 Exportations d'électricité en 2000

E7 Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis en 2000 (par province)

E8 Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada en 2000 (par région ou État américain)

# *Supplément VII*

## Structure de l'ONÉ

## Haute direction de l'Office

| | |
|---|---|
| Gaétan Caron | chef des opérations |
| Judith Hanebury | avocate générale |
| Brenda Kenny | chef de secteur, Demandes |
| Terrance Rochefort | chef de secteur, Produits |
| John McCarthy | chef de secteur, Opérations |
| Byron Goodall | chef de secteur, Gestion de l'information |
| Valerie Kataray | chef de secteur, Services généraux |
| Michel Mantha | secrétaire de l'Office |
| Glenn Booth | économiste en chef |
| Bonnie Gray | spécialiste de l'environnement en chef |
| Frank Gareau | ingénieur en chef |

## Attributions des secteurs

L'Office est structuré en cinq secteurs qui représentent ses principaux domaines d'activité, à savoir : Demandes, Opérations, Produits, Gestion de l'information et Services généraux. Ces secteurs correspondent à la notion de gamme de services dans la nomenclature du Conseil du Trésor. Trois autres composantes, soit les Services juridiques, l'Équipe de leadership professionnel et les service de réglementation, fournissent des services spécialisés aux cinq secteurs susmentionnés.

## Description des secteurs

### Demandes

Le Secteur des demandes a pour tâche de traiter et d'évaluer toutes les demandes présentées aux termes de la Loi sur l'ONÉ. La plupart de celles-ci tombent sous le coup des parties III, IV et VI de la Loi, lesquelles visent les installations, les droits et tarifs et les licences d'exportation. Le personnel du Secteur des demandes est aussi chargé de la surveillance et de la vérification financières des pipelines réglementés par l'Office. Il est placé sous la responsabilité d'un chef de secteur.

### Produits

Le Secteur des produits est chargé d'appuyer l'Office dans l'accomplissement de son mandat en assurant la surveillance de l'industrie et des marchés de l'énergie. À ce titre, il lui incombe de produire des prévisions de l'offre et de la demande de produits énergétiques au Canada et de mettre à jour les lignes directrices et les règlements régissant les exportations d'énergie, comme l'exige la partie VI de la Loi sur l'ONÉ. Le Secteur se charge également de traiter les demandes relatives aux exportations à court terme de gaz, de pétrole et de liquides de gaz naturel et les demandes d'importation de gaz naturel, de même que les demandes concernant les exportations d'électricité et les lignes internationales de transport d'électricité. Il est placé sous la responsabilité d'un chef de secteur.

### Opérations

Le Secteur des opérations s'occupe de toutes les questions relatives à la sécurité et à l'environnement pour ce qui est des installations visées par la Loi sur l'ONÉ, la LOPC et la LFH. À ce titre, il est chargé de mener des inspections et des vérifications en matière de sécurité et de protection de l'environnement, de faire enquête sur les accidents et de surveiller les méthodes d'intervention en cas d'urgence. Le Secteur est aussi chargé de réglementer la mise en valeur des hydrocarbures dans les régions pionnières non visées par des accords. Il lui incombe, enfin, d'élaborer des règlements et des lignes directrices dans tous les domaines susmentionnés. Il est placé sous la responsabilité d'un chef de secteur.

## Services généraux

Le Secteur des services généraux est chargé de fournir les services nécessaires pour appuyer l'Office dans la gestion de ses ressources humaines, matérielles et financières. Il est placé sous la responsabilité d'un chef de secteur.

## Gestion de l'information

Le Secteur de la gestion de l'information est chargé d'élaborer et de mettre en oeuvre une stratégie de gestion de l'information pour l'Office et de diffuser l'information dont ont besoin les intervenants. Il est placé sous la responsabilité d'un chef de secteur.

## Services juridiques

L'Équipe des services juridiques fournit des avis juridiques en matière de gestion et de réglementation. L'avocate générale est responsable de cette équipe.

## Équipe de leadership professionnel

L'Équipe de leadership professionnel a pour rôle de maintenir et d'accroître le savoir-faire technique de l'ONÉ dans les domaines de l'économie, de l'environnement et du génie. Chaque spécialiste en chef est responsable de son champ d'activité particulier.

## Activités de réglementation

L'Équipe des services de réglementation fournit un soutien de haut niveau en matière d'administration et de réglementation. Le secrétaire de l'Office est responsable de cette équipe.

# Table de conversion au système métrique

L'Office national de l'énergie utilise le système international d'unités. Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est égal à un million de gigajoules. En moyenne, le Canada consomme, toutes les cinquante minutes, environ un pétajoule pour tous ses besoins (chauffage, éclairage et transport).

La table de conversion suivante pourra être utile au lecteur qui connaît mieux le système impérial.

## Facteur de conversion approximatif

| | | |
|---|---|---|
| mètre | = | 3,28 pieds |
| kilomètre | = | 0,62 mille |
| hectare | = | 2,47 acres |
| mètre cube de pétrole | = | 6,3 barils |
| mètre cube de gaz naturel | = | 35,3 pieds cubes |
| gigajoule | = | 0,95 pied cube de gaz naturel à 1 000 Btu/pied cube, ou 0,165 baril de pétrole, ou encore 0,28 mégawattheure d'électricité |
| gigajoule | = | $10^9$ joules |
| pétajoule | = | $10^{15}$ joules |
| gigawattheure | = | $10^6$ kilowattheures |
| térawattheure | = | $10^9$ kilowattheures |